



RICARDO CHAVARRIA DE SÁ FLÓRIO

LICENCIADO

Estimação da permeabilidade em reservatórios fraturados - Comparação entre o método do tensor e o método de upscaling

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Geológica (Georrecursos)

Orientador: Doutor José António de Almeida,
Prof. Associado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Paulo do Carmo Sá Caetano

Arguente: Prof. Doutor Luís Miguel de Amorim Ferreira Fernandes Nunes

Vogais: Prof. Doutor José António de Almeida



**FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA**

Setembro 2014

ESTIMAÇÃO DA PERMEABILIDADE EM RESERVATÓRIOS FRATURADOS - COMPARAÇÃO ENTRE O MÉTODO DO TENSOR E O MÉTODO DE UPSCALING

Copyright em nome de Ricardo Chavarria de Sá Flório, da FCT/UNL e da UNL.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

AGRADECIMENTOS

O agradecimento sincero a todos aqueles que me acompanharam ao longo da minha vida académica e que me proporcionaram momentos e memórias, mas em especial:

À minha Família, a cada um dos seus elementos, que de uma forma ou de outra contribuíram para que completasse com sucesso mais uma etapa da minha vida. Com especial relevo, aqueles que já não se encontram entre nós, ao meu Pai e Avô, que esta vitória também vos pertence.

Aos amigos, porque há coisas que não precisam ser ditas para se saberem. Seja esta uma delas.

Cláudia, amiga de todos os momentos e companheira neste momento de finalista, sempre com uma palavra de apoio e de encorajamento.

Ao André, amigo emigrante, que mesmo à distância encorajou e pressionou constantemente mas de forma saudável, para que tudo se completasse com sucesso.

À família que criei neste ambiente universitário, pelos momentos e pela aventura que conseguiram criar e que a tornaram inesquecível.

Ao meu orientador Professor José António de Almeida sem o qual esta tese com certeza não seria a mesma. A minha gratidão por todas as ideias para o enriquecimento deste trabalho, pela disponibilidade, por me ter ensinado, corrigido e guiado de forma excecional e paciente ao longo deste tempo.

Aos júris pela disponibilidade em contribuir para a minha formação e crescimento como futuro profissional.

Aos Professores que participaram na minha formação académica, em especial aos que se encontram ligados ao Departamento de Ciências da Terra pelos conhecimentos que transmitiram, pelo apoio e disponibilidade que demonstraram desde sempre.

À empresa Midland Valley por ter celebrado um protocolo de utilização de licenças educacionais do *software* Move® com a Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa.

RESUMO

A simulação dinâmica de reservatórios de petróleo requer a alocação de permeabilidades equivalentes para todos os blocos. A determinação da permeabilidade equivalente em reservatórios fraturados é uma questão complexa e crítica no fluxograma de modelação, porque é totalmente dependente da geometria 3D sistema de fraturas, e respetivas aberturas, que muitas vezes são mal conhecidos.

Para avaliar a permeabilidade equivalente de blocos fraturados, o método do tensor ou de Oda é um dos mais utilizados. É expedito e eficiente mesmo para a sistemas com vários milhões de fraturas. Todavia, na literatura são apontadas algumas críticas, por exemplo, sobrestima a permeabilidade em blocos pouco fraturados e subestima-a em blocos muito fraturados.

Este trabalho tem como objetivos, revisitar a problemática da caracterização da permeabilidade equivalente em blocos de reservatórios fraturados. Recorreu-se a um pacote de programas informáticos FROM3D-K (*fractures object model – permeability evaluation*) desenvolvidos e/ ou adaptados no contexto deste trabalho e que permitem as funcionalidades: (1) simulação estocástica 3D de fraturas; (2) determinação da permeabilidade equivalente pelo método do tensor; (3) determinação da permeabilidade equivalente pelo método de upscaling de microblocos. Estas funções permitem que a mesma rede de fraturas seja avaliada pelos dois métodos.

Para a demonstração de resultados mostram-se dois exemplos, o primeiro onde são simuladas fraturas condicionadas a estatísticas sintéticas de orientação, intensidade e abertura e o segundo onde se utilizam dados FMI de poço de um reservatório fraturado.

Palavras-chave: reservatórios fraturados; tensor de permeabilidade equivalente; simulação; método do tensor; método de upscaling de microblocos.

ABSTRACT

The dynamic simulation of a reservoir requires allocation of equivalent permeability values for all 3D reservoir grid blocks. For fractured reservoirs, the evaluation of the equivalent permeability is a complex and critical issue in the project flowchart because it is totally dependent on the 3D geometry and apertures of the fracture network, most of the times not known completely.

To assess the equivalent permeability of fractured cells or blocks, the Oda tensor method is commonly used. It is straightforward, efficient and generates a full permeability tensor, even for blocks with several million of fractures. However, the literature mentioned drawbacks, for example, it overestimates the permeability of low fractured blocks and underestimates the permeability of highly fractured blocks.

This work revisits the problem of characterization of the equivalent permeability in fractured reservoirs. A package of software named FROM3D-K (*fractures object model – permeability evaluation*) was prepared in the scope of the present work for the following tasks: (1) 3D stochastic simulation of fractures; (2) evaluation of the equivalent permeability by the tensor method; (3) evaluation of the equivalent permeability by the upscaling of microblocks method. This integrated package of subroutines enables the evaluation of permeability of the same fracture network with both methods.

For demonstration two examples were considered. The first simulates fractures conditional to synthetic statistics of orientation, intensity and aperture; and the second conditions the fractures to real data obtained with an FMI tool in a fractured reservoir well. Permeability tensor was evaluated in both case studies with tensor and upscaling of microblocks methods.

Key-words: fractured reservoirs; equivalent tensor permeability; simulation; tensor method; upscaling of microblocks method.

Índice Geral

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Enquadramento e Objetivos	1
1.2 Organização do Trabalho	3
2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS E AQUISIÇÃO DE DADOS DE FRATURAÇÃO	5
2.1 Principais Características e Tipos de Reservatórios Fraturados.....	5
2.2 Principais Características de uma Fratura	7
2.2.1 Classificação das Fraturas Experimentais.....	9
2.2.2 Classificação das Fraturas de Ocorrência Natural	10
2.3 Aquisição de Dados.....	13
2.3.1 Geologia estrutural e geomecânica	13
2.3.2 Prospeção geofísica.....	14
2.3.3 Fullbore Formation Microimager Logs (FMI).....	16
3. MÉTODOS	19
3.1 Estado da Arte	19
3.2 Metodologia	22
3.3 Simulação 3D de Fraturas	23
3.3.1 Relação entre a densidade linear de fraturas e o número de fraturas por unidade de volume.....	28
3.4 Estimação da Permeabilidade Equivalente	29
3.4.1 Método do tensor ou método de Oda.....	33
3.4.2 Método de upscaling de microblocos	34
4. CASO DE ESTUDO.....	39
4.1 Dados Sintéticos.....	39

4.1.1	Fraturação aleatória.....	40
4.1.1.1	Método de Oda	42
4.1.1.2	Método de upscaling.....	44
4.1.2	Duas famílias de fraturas mais fraturação aleatória.....	48
4.1.2.1	Método de Oda	50
4.1.2.2	Método de upscaling.....	52
4.2	Dados FMI de Poço.....	56
4.2.1	Análise estatística da fraturação.....	56
4.3	Discussão de Resultados	60
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	65
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Classificação dos reservatórios em tipo I, II, III, IV em função da influência da fraturação na resultante porosidade e permeabilidade totais (adaptado de Nelson, 1985).	6
Figura 2.2 - Geração de fraturas por extensão (adaptado de Nelson, 1985).	9
Figura 2.3 - Configuração de patins e flaps de uma ferramenta FMI (fonte: http://www.slb.com/). A corrente é enviada através da parede do poço na rocha circundante pelos eléctrodos inferiores, que estão em contacto com a parede do poço. Os sinais eléctricos são medidos através do eléctrodo superior. A distância entre os eléctrodos influencia a distância para a formação que irá ser registada.	17
Figura 2.4 – Esquema que mostra o procedimento para a determinação do azimute e inclinação de uma hipotética descontinuidade num FMI, em função da magnitude e posição absoluta da senoide que é registada na imagem como resultante da intersecção do plano da fratura com as paredes do poço.	18
Figura 3.1 - Etapas principais da metodologia adoptada.	22
Figura 3.2 - Ilustração do procedimento de geração de fraturas aproximadas por quadrados e intersecção com o cubo de avaliação.	25
Figura 3.3 - Exemplos de intersecção de uma fratura quadrada com o cubo de avaliação e polígonos resultantes; a) com 3 lados; b) com 5 lados; c) com 7 lados; d) com 8 lados. Os contornos a amarelo delimitam a fratura resultante.	27
Figura 3.4 - Ilustração da etapa de remoção das áreas de 10 fraturas exteriores a um cubo de avaliação; a) vista de cima; b) e c) vistas laterais; d) vista em perspetiva. As porções de fratura a cinzento são exteriores e foram removidas, as porções interiores a vermelho são utilizadas para avaliação da permeabilidade.	28
Figura 3.5 - Representação de um bloco de avaliação com as dimensões W x W x W atravessado por uma fratura.	31
Figura 3.6 - Ilustração da etapa de conversão das fraturas de polígonos para microblocos: a) 100 fraturas simuladas; b) malha de microblocos com 0,05m cada inseridos num bloco de avaliação com 5m de lado; c) 100 fraturas convertidas para microblocos.	35
Figura 3.7 - Ilustração da etapa de conversão das fraturas de polígonos para microblocos: a) 10000 fraturas simuladas; b) 10000 fraturas convertidas para microblocos acumulando	

valores de permeabilidade; c) malha de microblocos com 4 ou mais interseções de fraturas a verde.	36
Figura 3.8 - Determinação das permeabilidades equivalentes nas direções ortogonais X, Y e Z a partir de uma partição em microblocos à esquerda.....	37
Figura 4.1 - Bloco de avaliação no centro a verde e região envolvente com um metro de margem em cada direção.	40
Figura 4.2 - Visualização do primeiro conjunto de 1000 fraturas simuladas: esq) antes da remoção das frações exteriores ao cubo de avaliação; dir) após a remoção das frações exteriores do cubo de avaliação.....	41
Figura 4.3 - Gráficos de correlação entre as medidas de intensidade P10 vs P32, P10 vs P33 e P32 vs P33. Os pontos assinalam os resultados obtidos para os números de fraturas listados na tabela 4.1. Todos os gráficos exibem relações lineares.....	42
Figura 4.4 - Gráfico dos valores máximo e mínimo do tensor de permeabilidade vs P32. Os pontos de cor vermelha e azul representam os resultados obtidos através do <i>software</i> Move® e validam os resultados do programa informático FROM3D-K.....	43
Figura 4.5 - Gráfico dos valores de área média e máxima das fraturas que intersejam um microbloco em função do comprimento da aresta do microbloco numa representação log/log.....	45
Figura 4.6 - Gráfico dos valores de porosidade e permeabilidade de um microbloco com uma fratura de área igual à área média de interseção vs dimensão do microbloco em representação log/log.....	46
Figura 4.7 - Gráfico dos valores permeabilidade obtidos pelos métodos de Oda e de upscaling em função do número de fraturas simuladas para o exemplo com uma família de fraturas de orientação aleatória.....	47
Figura 4.8 - Visualização do primeiro conjunto de 1000 fraturas simuladas: esq) antes da remoção das frações exteriores ao cubo de avaliação; dir) após a remoção das frações exteriores do cubo de avaliação. As três famílias são representadas por cores diferentes, a azul e amarelo as paralelas aos eixos coordenados e a cinza as de orientação aleatória.....	48
Figura 4.9 - Gráficos de correlação entre as medidas de intensidade P10, P32 e P33. Os pontos assinalam os resultados obtidos para os números de fraturas listados na tabela 4.5. Todos os gráficos exibem relações lineares ou com desvios mínimos.....	49

Figura 4.10 - Gráfico dos valores máximo e mínimo do tensor de permeabilidade vs P32.	51
Figura 4.11 - Gráfico dos valores de área média e máxima das fraturas que intersejam um microbloco em função do comprimento da aresta do microbloco numa representação log/log.	53
Figura 4.12 - Gráfico dos valores de porosidade e permeabilidade de um microbloco com uma fratura de área igual à área média de interseção vs dimensão do microbloco em representação log/log.	54
Figura 4.13 - Gráfico dos valores permeabilidade obtidos pelos métodos de Oda e de upscaling em função do número de fraturas simuladas para o exemplo com três famílias de fraturas.	55
Figura 4.14 - Projeção estereográfica dos polos dos planos das 128 fraturas, manchas de iso-intensidade de fraturas e subdivisão por três famílias.	57
Figura 4.15 - Histograma cumulativo dos comprimentos dos lados dos quadrados que representam as fraturas segundo uma lei de potência.	58
Figura 4.16 - Representação 3D das fraturas simuladas para os blocos ID=1, ID=7 e ID=11 e as direções dos vetores próprios do tensor de permeabilidade com a direção a verde a de menor permeabilidade: a) bloco ID=1 com a representação da família 2; b) bloco ID=7 com a representação da família 1; c) bloco ID=11 com a representação da família 1.	60
Figura 5.1 – Modelo conceptual da relação entre a intensidade de fraturação e a permeabilidade equivalente.	66

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Classificação das fraturas segundo Nelson (1985).	8
Tabela 4.1 - Parâmetros geométricos de intensidade dos sucessivos conjuntos de fraturas simuladas.	41
Tabela 4.2 - Resultados do tensor de permeabilidade para os conjuntos de fraturas simulados previamente.	43
Tabela 4.3 - Resultados dos testes de avaliação da área média de fraturas que estão contidas num microbloco e valores calculados para a porosidade e permeabilidade.	45
Tabela 4.4 - Resultados da permeabilidade obtidos com o método de upscaling de microblocos e comparação com os valores obtidos com o método do tensor ou de Oda.	47
Tabela 4.5 - Parâmetros geométricos de intensidade dos sucessivos conjuntos de fraturas simuladas.	49
Tabela 4.6 - Comparação entre os valores de P10, P32 e P33 nos dois exemplos já efectuados.	50
Tabela 4.7 - Resultado dos tensores de permeabilidade para os conjuntos de fraturas simulados previamente	51
Tabela 4.8 - Resultados dos testes de avaliação da área média de fraturas que estão contidas num microbloco e valores calculados para a porosidade e permeabilidade.	52
Tabela 4.9 - Resultados da permeabilidade obtidos com o método de upscaling de microblocos e comparação com os valores obtidos com o método do tensor ou de Oda.	54
Tabela 4.10 - Ângulos médios de azimuth e inclinação das três famílias identificadas.	56
Tabela 4.11 - Intervalos de profundidade, número de fraturas, proporções relativas e P10 por família e por intervalo e totais.	57
Tabela 4.12 - Síntese de resultados da simulação de fraturas em blocos posicionados ao longo do poço Mercúrio: ID bloco, P10 do poço e calculado, número de fraturas simuladas, tensor de permeabilidade, porosidade, valores próprios e vetores próprios do tensor de permeabilidade.	59

1. INTRODUÇÃO

1.1 ENQUADRAMENTO E OBJETIVOS

Os sistemas de fraturas ocorrem em rochas da crosta terrestre a várias escalas. O estudo destes sistemas é muito importante em várias disciplinas, onde se inclui a exploração de rochas ornamentais, hidrogeologia, geotermia, geotecnia e engenharia do petróleo (Nelson, 1985; Gluyas e Swarbrick, 1995; Luís e Sousa, 1998; Almeida et al, 2003; Almeida e Barbosa, 2008; Barbosa, 2012). No que se refere ao escoamento de fluídos, as fraturas podem atuar como condutores hidráulicos preferenciais, se não estiverem preenchidas, ou como barreiras, no caso de terem preenchimento.

Um maciço fraturado é tipicamente uma estrutura geológica onde o fluxo ocorre através do sistema de descontinuidades, ao invés de através dos poros da rocha (Nelson, 1985; Vitel 2007). A ocorrência de regiões fraturadas aumenta a permeabilidade local por várias ordens de grandeza, agindo como multiplicador da permeabilidade, melhorando os rácios de produção e/ou afetando a injeção e a produção. As descontinuidades existem a diferentes escalas, desde grandes dimensões (métricas) até à microescala (milimétricas ou menos). Esta replicação das descontinuidades a todas as escalas torna a caracterização de sistemas fraturados um problema complexo, especialmente na área dos reservatórios de petróleo onde o desconhecimento das características das rochas é mais evidente.

O estudo das descontinuidades em reservatórios de petróleo pode ser feito numa perspetiva geológica ou de engenharia de reservatórios. Na primeira estudam-se, principalmente, as relações entre a ocorrência de descontinuidades e a história do sistema de tensões (direções e intensidades) ao longo do tempo geológico a que foram sujeitas as rochas do reservatório (Nelson, 1995). Na segunda, engenharia de reservatórios, interessa quantificar a capacidade de armazenamento e escoamento dos fluidos (porosidade e permeabilidade) (Archer e Wall, 1986; Ahmed e McKinney, 2005). Estas perspetivas podem ser abordadas por técnicos com formações diferentes, mas é fundamental que exista interação entre as duas abordagens, principalmente, porque existe uma enorme falta de informação sobre o valor destas propriedades em cada região do reservatório e a maior parte das assunções quantitativas da fraturação são baseadas na informação indireta da fraturação, por via dos estudos geológicos.

A caracterização de reservatórios consiste na modelação da morfologia das camadas, onde se inclui o reservatório propriamente dito e o selo, e das propriedades estáticas e dinâmicas (Da Costa e Silva et al, 1993, 1997; Guerreiro et al, 1998; Almeida, 1999; Caers, 2011; Marques, 2011; Alves et al, 2014; Kuznetsova et al, 2014). Um modelo de um reservatório permite avaliar reservas e prever o comportamento do fluxo, nomeadamente, mostrando a melhor localização e orientação de poços de desenvolvimento. Entre as várias disciplinas utilizadas para a construção de modelos destacam-se os da geoestatística, que permitem a inferência espacial de propriedades (Goovaerts, 1997), por estimação ou simulação, em volumes parcialmente amostrados, condicionados a estatísticas de correlação espacial e a informação direta e indireta (Almeida, 2010; Quental et al, 2012).

Um reservatório fraturado distingue-se por apresentar uma matriz rochosa normalmente impermeável, que é recortada por uma rede de descontinuidades a várias escalas, e conferem ao conjunto permeabilidade excecionalmente alta e porosidade relativamente baixa (Wang e Park, 2002). O petróleo explorado provém da matriz rochosa ou de zonas produtivas mais afastadas (Esperancinha, 2011).

A determinação da permeabilidade equivalente para um volume de rocha atravessado por um sistema de fraturas é uma questão complexa e crítica no fluxograma de modelação de reservatórios fraturados. Entenda-se por permeabilidade equivalente a que é resultante da matriz mais conjunto de descontinuidades, ou seja, se tivermos um bloco reservatório, onde está instalada uma rede de fraturas com várias direções, intensidades e aberturas, a permeabilidade do conjunto é igual à que teria um bloco homogéneo com a mesma permeabilidade em todos os pontos. A simulação dinâmica de um reservatório requer a atribuição de valores de permeabilidade assumidamente equivalentes para todos os blocos em que foi discretizado o reservatório.

Para a determinação da permeabilidade equivalente num volume fraturado o método mais implementado nos programas informáticos é o método do tensor ou de Oda (Oda, 1985). Trata-se de um método muito expedito e eficiente, mesmo para a avaliação de blocos com vários milhões de fraturas. O resultado é linearmente proporcional à intensidade de fraturas. Todavia, e especialmente em blocos com baixa densidade de fraturação, este método é referido na literatura como tendente a sobrestimar a permeabilidade, pelo que esta foi a principal motivação para o desenvolvimento deste trabalho, entender o seu funcionamento e compará-lo com outro.

Este trabalho tem como objetivos, revisitar a problemática da caracterização da permeabilidade equivalente em reservatórios fraturados, nomeadamente, simulando fraturas e comparando os valores de permeabilidade equivalente obtidos com o método do tensor ou de Oda com o de upscaling de microblocos (Wang et al, 2008). Para a demonstração de resultados mostram-se dois exemplos, o primeiro onde são simuladas fraturas condicionadas a estatísticas sintéticas de orientação, densidade e abertura e o segundo onde se parte de dados FMI de poço para serem calculadas a densidade e orientação da fraturação.

Os métodos de Oda e o de upscaling de microblocos são abordagens deterministas de avaliação da permeabilidade equivalente, porque os resultados obtidos para a mesma rede de planos de fratura é sempre igual. A componente estocástica é introduzida pela simulação de vários cenários da rede de fraturas (Almeida e Barbosa, 2008).

O desenvolvimento do trabalho recorreu a um conjunto de rotinas informáticas escritas em linguagem C e desenvolvidas e/ ou adaptadas para o objetivo desta tese com a designação genérica de FROM3D-K (*fractures object model – permeability evaluation*). Permite as funcionalidades: (1) simulação 3D de fraturas aproximadas por quadrados; (2) determinação da permeabilidade equivalente pelo método de Oda; (3) determinação da permeabilidade equivalente pelo método de upscaling de microblocos. Este conjunto permitiu que a mesma rede de fraturas gerada em (1) fosse avaliada pelos dois métodos (2) e (3) comparando-se os resultados para o mesmo cenário de fraturação.

Para a visualização gráfica 3D dos modelos de fraturas e dos modelos de microblocos foi utilizado o *software* Move® da empresa Midland Valley ao abrigo de um protocolo de utilização educacional com a FCT-UNL.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A tese encontra-se organizada em seis capítulos. No primeiro capítulo é apresentado o enquadramento geral do estudo, com os respetivos objetivos a atingir. O segundo capítulo faz um enquadramento mais concreto da problemática associada aos reservatórios fraturados, nomeadamente quanto às suas características e formas de aquisição de dados.

CAPÍTULO 1

No capítulo três “Métodos” descrevem-se o estado da arte, metodologia e os algoritmos desenvolvidos, quer da simulação de fraturas quer da estimação da permeabilidade equivalente segundo os métodos de Oda e upscaling de microblocos.

No capítulo quatro faz-se a avaliação e comparação dos resultados segundo duas estratégias, a primeira recorre a um conjunto de experiências com estatísticas sintéticas e a segunda utiliza dados FMI de um poço.

No capítulo cinco apresentam-se as considerações finais, e no seis as referências bibliográficas.

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS E AQUISIÇÃO DE DADOS DE FRATURAÇÃO

2.1 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS E TIPOS DE RESERVATÓRIOS FRATURADOS

Um maciço rochoso pode ser interpretado como um conjunto de blocos de rocha intacta (matriz) delimitados por descontinuidades. As descontinuidades ocorrem a todas as escalas e direções em função da história geológica e tensões a que foram submetidos e também das propriedades geomecânicas da rocha (Silva, 2005; Coutinho, 2009). Os maciços rochosos são heterogêneos, anisotrópicos e descontínuos. No âmbito de qualquer estudo, a definição da validade de se admitir o meio homogêneo ou heterogêneo, isotrópico ou anisotrópico, contínuo ou descontínuo, deve-se apenas à escala utilizada na análise do maciço, que é decidido tendo em conta o projeto considerado (Brown e Bruhn, 1997).

Um reservatório fraturado é uma estrutura geológica, onde o fluxo ocorre através do sistema de descontinuidades, ao invés de através dos poros da rocha (Nelson, 1985). Estas zonas de descontinuidades ou de fraturas evidenciam alta capacidade de drenagem e permeabilidade, mas geralmente têm pouco efeito sobre a porosidade ou saturações. As características diferenciadas e a dimensão dos reservatórios fraturados tornam o estudo e a previsão do seu comportamento um assunto bastante complexo e um dos temas mais abordados na indústria petrolífera. Devido à sua importância, provocam a necessidade de uma abordagem diferenciada da que se utiliza na caracterização e modelagem de reservatórios convencionais (Warren e Root, 1963; Park e Sung, 2000; Mazo, 2005).

Em função das propriedades da rocha matriz e das fraturas presentes, os reservatórios, segundo Nelson (1985), podem ser classificados nos seguintes tipos (figura 2.1):

- Tipo I – As fraturas são os principais responsáveis pelo armazenamento e pela permeabilidade do reservatório, já a porosidade e permeabilidade da matriz são desprezáveis. Para que sejam produtivos, a intensidade das fraturas deve ser elevada assim como devem ocorrer em várias direções. A determinação da porosidade, permeabilidade e direção das fraturas são pontos críticos na estimativa da recuperação dos produtos do reservatório.

- Tipo II – A porosidade é proveniente da matriz e a permeabilidade resulta da rede de fraturas. A matriz tem baixa permeabilidade mas pode ter baixa, média ou elevada porosidade. A eficiência da recuperação é muito dependente de quanto a matriz está exposta ao sistema de fraturas. A produção tem um declínio rápido porque estes reservatórios perdem pressão muito rapidamente. A determinação da permeabilidade e heterogeneidade das fraturas é crítica na obtenção dos parâmetros efetivos e no potencial de recuperação.
- Tipo III – As fraturas fazem aumentar a permeabilidade do reservatório cuja matriz é uma rocha com boa porosidade e permeabilidade que só por si viabiliza a produção. Normalmente é difícil o reconhecimento ou a deteção do sistema de fraturas, devido ao reservatório já ser produtivo. Neste caso, as fraturas podem ainda aumentar a capacidade de produção, aumentando a viabilidade económica.
- Tipo IV – As fraturas existentes no reservatório não exercem impacto positivo no fluxo, estão preenchidas, funcionam como barreiras e aumentam a anisotropia do meio, gerando muitas regiões de baixa recuperação. A recuperação secundária é muito baixa, apesar de poder ser otimizada com um bom planeamento e desenvolvimento.
- Tipo M – Reservatório pouco ou não fraturado só com rocha matriz.

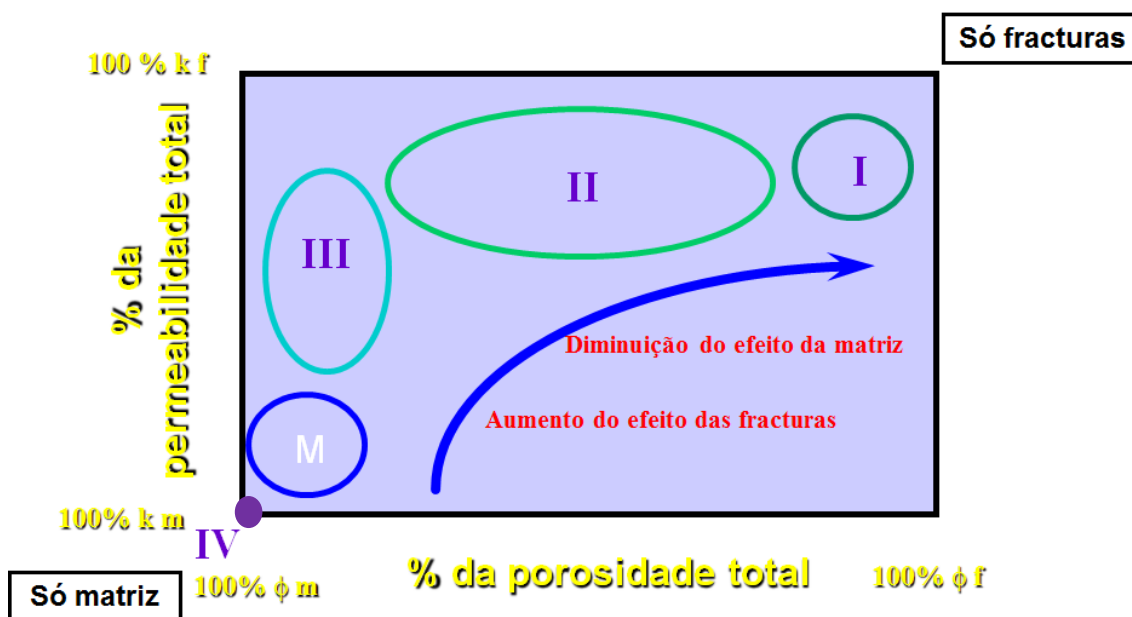


Figura 2.1 - Classificação dos reservatórios em tipo I, II, III, IV em função da influência da fraturação na resultante porosidade e permeabilidade totais (adaptado de Nelson, 1985).

Em reservatórios fraturados, a recuperação dos hidrocarbonetos é controlada, principalmente, pela magnitude e heterogeneidade da própria fratura e a comunicação entre matriz e a fratura (Aziz e Settari, 1986). Esta comunicação entre os meios é dependente tanto do espaçamento das fraturas como da permeabilidade da matriz (Nelson, 1985; Correia, 2009) e estabelece o padrão de produtividade e de recuperação dos hidrocarbonetos no longo prazo.

Na caracterização de um reservatório é fundamental a descrição do sistema, suportado em informações provenientes de fontes estáticas (sísmica 2D e 3D, logs e cores) e dinâmicas (sísmica 4D e testes de poço ou *well tests*). Em reservatórios fraturados, para além da caracterização convencional do reservatório e da rocha matriz, é essencial realizar o mapeamento das fraturas em termos das propriedades orientação, abertura, preenchimento, intensidade e área.

2.2 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DE UMA FRATURA

Em reservatórios fraturados, uma fratura é uma descontinuidade macroscópica planar que ocorre naturalmente devido a deformação ou diagénese física. As fraturas apresentam-se a diferentes escalas, desde a dimensão métrica até à milimétrica ou menos. Como é uma superfície de descontinuidade, que interrompe a continuidade do maciço, a resistência a um esforço de tração aplicado numa direcção perpendicular a uma fratura é muito baixa ou nula (Nelson, 1985). As fraturas distinguem-se das falhas por não apresentarem apreciável movimento relativo dos blocos que separam, não dando lugar a rejeito.

O efeito de uma fratura na dinâmica de fluídos do reservatório pode ser positiva, no caso de as fraturas não estarem preenchidas, ou negativa, dado que fenómenos de alteração ou mineralização podem alterar profundamente as descontinuidades, preenchendo-as, o que nem sempre significa aumento da permeabilidade.

Os modelos de fraturas geológicas, baseados na combinação de abordagens geológicas e de mecânica das rochas, classificam as fraturas como sendo: tectónicas (dobras e/ou relacionadas a falhas), regionais, de contração (diagenéticas) ou relacionadas com a superfície (Nelson, 1985; Gluyas e Swarbrick, 1995). As fraturas nas rochas reservatório geralmente têm origem tectónica desenvolvida em dobras ou na conexão com falhas e padrões de fraturas já instalados. Esta rutura, ou perda de coesão, ocorre com maior

probabilidade em zonas de fraqueza da rocha. O seu tamanho depende da ocorrência de eventos tectônicos favoráveis e da qualidade da rocha.

Existem modelos padrões de fraturas consoante o fenómeno geológico que lhes deu origem. É assumido que os padrões presentes nestes modelos retratam o estado de tensões no momento da ocorrência da fratura. Algumas destas condições podem ser atingidas em laboratório, permitindo um estudo mais completo dos modelos. Assim, os padrões naturais de fratura são interpretados à luz dos padrões obtidos em laboratório (Handin et al, 1957) e em termos do campo e distribuição das tensões no momento da fraturação. Em geral, qualquer modelo físico ou de deformação matemática que descreve os campos de tensão podem, em diferentes níveis de extrapolação, ser utilizados como modelos de distribuição de fraturas.

Nelson (1985) divide as fraturas em dois grupos, as que são provocadas e observadas em laboratório (experimentais) e as que são observadas em afloramentos e à superfície (ocorrência natural).

Tabela 2.1 - Classificação das fraturas segundo Nelson (1985).

Fraturas experimentais	Fraturas de ocorrência natural
Fraturas por corte	Fraturas tectónicas
Fraturas por extensão	Fraturas regionais
Fraturas por tração	Fraturas de contração
	Fraturas relacionadas com a superfície

A classificação de fraturas geológicas é baseada no pressuposto que os padrões que apresentam dependem do estado de tensão local no momento da sua ocorrência. As fraturas obtidas em laboratório, através de ensaios, refletem a mesma geometria das fraturas naturais e, portanto, relacionam-se as condições de tensão impostas em laboratório às que estiveram presentes no momento da ocorrência da fratura natural. De seguida, caracteriza-se sumariamente cada tipo de fratura, dando ênfase à informação relacionada com os reservatórios de hidrocarbonetos fraturados.

2.2.1 CLASSIFICAÇÃO DAS FRATURAS EXPERIMENTAIS

As **fraturas por corte** ocorrem quando todas as três principais tensões são compressivas havendo um sentido de deslocamento paralelo ao plano da fratura. Formam um ângulo agudo em relação à direção da tensão principal de compressão (σ_1) e um ângulo obtuso com a direção da tensão mínima de compressão (σ_3) no interior da amostra de rocha.

As **fraturas por extensão** formam-se quando as três tensões principais são compressivas e deslocam-se perpendicularmente e fora do plano da fratura, paralelos a σ_1 e σ_2 , e perpendicular a σ_3 (figura 2.2). Em laboratório, este tipo de fraturas apresenta-se muitas vezes sincronizado com o aparecimento de fraturas por corte.

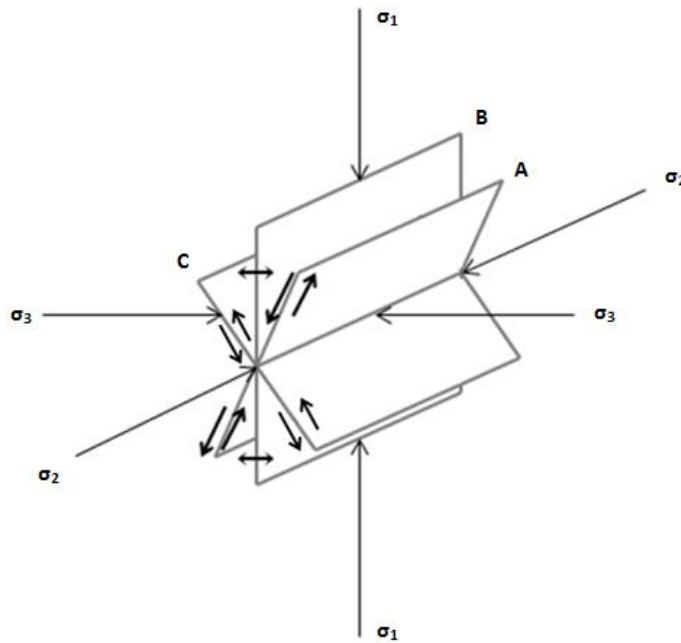


Figura 2.2 - Geração de fraturas por extensão (adaptado de Nelson, 1985).

Já as **fraturas por tração** surgem de forma muito semelhante às fraturas por extensão, mas diferenciando-se apenas porque pelo menos um dos tensores principais, normalmente σ_3 , deve ser por tração e negativo, enquanto no caso das fraturas por extensão, todos os esforços são de compressão e positivos. As rochas têm uma menor capacidade de sofrer esforços por tração, sendo esta uma observação importante na

previsão matemática da fratura de sub-superfície. Estas fraturas têm mais probabilidade de ocorrência em ambientes próximos da superfície.

2.2.2 CLASSIFICAÇÃO DAS FRATURAS DE OCORRÊNCIA NATURAL

A origem de **fraturas tectônicas** está relacionada com eventos tectônicos locais, que geram fraturas com orientação, distribuição e morfologia particulares. Está relacionado com as estruturas geológicas às quais se encontram agregadas, tais como falhas e dobras. A maior parte da produção de hidrocarbonetos é obtida a partir deste tipo de fraturas.

A maioria das fraturas desenvolvidas com falhas é resultado do mesmo campo de tensões que origina a falha. A intensidade com que se desenvolve esta fraturação depende de alguns fatores, como a litologia do maciço, a quantidade do deslocamento ao longo da falha, a distância a partir do plano de falha, a profundidade, a tensão total da massa rochosa e, possivelmente, o tipo de falha (Nelson, 1985; Gluyas e Swarbrick, 1995).

As fraturas relacionadas com dobras são mais complexas devido às diferenças de atuação das tensões que não são tão lineares como quando se encontram relacionadas com falhas. Devido a esta complexidade utiliza-se normalmente a classificação de Stearns (Nelson, 1985; Gluyas e Swarbrick, 1995). Esta classificação considera cinco tipos de fraturas, conforme a zona da dobra ao qual se encontram associadas. Podem estar associadas a zonas de flexão, tanto na seção central como do mergulho; relacionadas com forças de impulsão resultantes do processo de dobramento; com o plano de deslizamento ou ainda a dobras em seção transversal (regime extensional ou de compressão).

As **fraturas regionais** evidenciam-se por estarem desenvolvidas em vastas áreas da crosta terrestre, apresentando poucas mudanças na sua orientação (Nelson, 1985; Gluyas e Swarbrick, 1995). Não evidenciam deslocamento ao longo do seu plano, e são sempre perpendiculares à estratificação das grandes superfícies. Diferem das fraturas tectônicas porque desenvolvem-se de forma consistente e com geometria simples. Apresentam grande espaçamento e ocorrem em áreas extensas, sendo transversais às estruturas locais. A sua origem é ainda pouco conhecida, sendo que as propostas apresentadas (placas tectônicas e marés terrestres) não são conclusivas. Atualmente consideram-se o

resultado da aplicação de forças externas ou de superfície. Estão associadas a uma grande quantidade de campos de produção de hidrocarbonetos.

As **fraturas de contração** estão geralmente associadas a tensões e extensões provocadas por redução do volume da massa rochosa (dessecação, gradientes térmicos, mudanças na fase mineral). Têm pouca importância em reservatórios.

As **fraturas relacionadas com a superfície** encontram-se associadas a descargas de tensões armazenadas ou a intempéries em geral. Não têm importância na produção de hidrocarbonetos.

As fraturas podem ser classificadas consoante as suas características geométricas, que definem a geometria da compartimentação, que são a atitude, espaçamento e persistência; e as características físicas, que abordam a resistência das paredes das descontinuidades, onde se englobam a abertura, preenchimento e rugosidade.

A atitude representa a sua orientação, no espaço. É definida por uma direcção, a linha de intersecção entre o plano da descontinuidade e o plano horizontal; e uma inclinação, ou seja, o declive do plano da descontinuidade perpendicular à direcção. Sempre que existam medições sistemáticas da orientação, nomeadamente listagens de ângulos de azimutes e inclinações dos planos das fraturas (por exemplo, obtidas por um levantamento de campo num afloramento similar ao do reservatório), o primeiro procedimento é fazer uma análise estatística para classificar as medições em conjuntos ou famílias. Utilizam-se os diagramas de rosetas ou a chamada projecção estereográfica que permitem representar um grande número de medições de forma gráfica e quantitativa.

O espaçamento quantifica a distância entre descontinuidades adjacentes da mesma família, medida perpendicularmente aos seus planos. Esta característica controla o mecanismo de rotura, a permeabilidade e o armazenamento. A sua determinação faz-se por análise de fotografia aérea em afloramentos ou em logs de poço.

A persistência é a extensão ou dimensão da descontinuidade. É um dos parâmetros mais importantes mas mais difícil de avaliar. Num afloramento extenso pode ser estimado pelo comprimento do traço das descontinuidades ao longo de superfícies expostas. Deve ser verificado, dentro do possível, por família de descontinuidade. Quanto menor for a persistência menor é a permeabilidade. Vários estudos sugerem existir uma lei fractal

entre a intensidade e a persistência, o que quer dizer que existem sempre muito mais fraturas de pequena dimensão e menos de maior dimensão. No pressuposto fractal, a intensidade e a persistência seguem uma lei do tipo potência com expoente igual a -2 (*power model*).

Relativamente às características físicas, a abertura refere-se à distância perpendicular que separa as paredes adjacentes de uma descontinuidade aberta. A descontinuidade pode ter um fluido ou estar preenchida com material de alteração. Devido às tensões instaladas e ao peso das camadas subjacentes, a abertura diminui em profundidade, provocando diminuição significativa da permeabilidade. Quanto ao preenchimento, caso exista, os mais comuns são calcite, clorite, argila e silte.

A rugosidade é a propriedade física que descreve a planura da superfície das descontinuidades. É importante na avaliação da resistência ao corte, todavia diminui de importância com o aumento da abertura ou espessura do preenchimento.

Outras características igualmente importantes neste tipo de estudos são a geometria e a alteração da superfície, a qualidade da superfície de rutura, a conectividade, condutividade e o zonamento espacial da intensidade.

Tipicamente, as fraturas são planas e paralelas ou sub-paralelas. Dizem-se sistemáticas quando podem ser agrupadas em famílias, ou seja, conjuntos de fraturas com a mesma atitude e génese. Quando isto não se sucede, por serem não-sistemáticas ou erráticas, não são agrupadas em famílias e classificam-se como aleatórias.

Normalmente, os diferentes tipos de rochas são caracterizados por sistemas de fraturação e respetivas famílias. As rochas ígneas intrusivas apresentam geralmente três famílias de descontinuidades, aproximadamente perpendiculares entre si. Já as rochas ígneas extrusivas apresentam vulgarmente redes hexagonais. Nas rochas sedimentares surgem habitualmente três famílias, sendo uma é paralela às superfícies de estratificação e as restantes, muitas vezes, são perpendiculares aos estratos cruzando-se com ângulos entre os 60° e 90°. Em maciços metamorfizados podem ocorrer três famílias. Em rochas com forte anisotropia, em geral, está presente apenas uma família paralela à xistosidade.

2.3 AQUISIÇÃO DE DADOS

A fase crítica inicial de um projeto de exploração de hidrocarbonetos onde o escoamento ocorra predominantemente pela rede de fraturas é a avaliação da fraturação, nomeadamente a intensidade, orientação e abertura das fraturas. O objetivo é quantificar a porosidade e a permeabilidade e prever a qualidade, por zonas, que o reservatório vai apresentar no momento da sua exploração. É necessário conduzir investigações multidisciplinares e abrangentes, envolvendo a geologia, geofísica e engenharia de reservatórios, de forma a aumentar a confiança e quantidade de dados, para que se possam conhecer as condições geológicas, geotécnicas e físico-químicas destas rochas.

Os estudos de prospeção tem custos relativamente baixos (1 a 5% do custo total do projeto) mas são muito importantes. Para exemplificar, um recente levantamento geológico, geofísico e geotécnico realizado num campo desenvolvido pela Petrobras, custou cerca de 1,5% do total do projeto. Trata-se de um custo quase insignificante, mas a sua importância é muito significativa pelo que justifica forte empenho nesta etapa do processo. A diversificação das fontes de informação, incluindo dados de perfuração, estruturais, geológicos, sísmicos e informações petrofísicas melhora a estimação das propriedades da rede de fraturação (Nelson, 1985).

2.3.1 GEOLOGIA ESTRUTURAL E GEOMECÂNICA

A fase inicial de um projeto de caracterização da fraturação consiste na consulta bibliográfica e em levantamentos no campo de afloramentos, e estruturas visíveis à superfície, similares às que existem em profundidade. Duas disciplinas importantes e envolvidas na aquisição destes dados são a geologia estrutural e a geomecânica.

O principal objetivo da geologia estrutural é o estudo da deformação de corpos geológicos, incluindo análise estrutural e geométrica de estruturas individuais (dobras, falhas) e estudos da evolução das grandes unidades, tais como cadeias de montanhas, bacias, ou seja, a geodinâmica do planeta.

A análise estrutural tem por objetivo a descrição de um corpo rochoso no seu estado atual e reconstituir a sua evolução. As análises estruturais focam os corpos rochosos de forma global, isto é, a geometria e/ou a morfologia das estruturas, a sua movimentação através de uma análise cinemática e a origem desta movimentação, pela análise

dinâmica, sendo que esta análise se pode processar a diferentes escalas, desde sub-microscópica até à escala megascópica.

A análise geométrica implica o estudo do tamanho, forma e orientação das estruturas. Envolve a interpretação de imagens aéreas, modelos digitais de relevo, interpretação de perfis geofísicos e estratigráficos, observações, e obtenção de atitudes estruturais de campo, e estudos petrográficos. Neste tipo de trabalho, a ferramenta mais utilizada é um estereograma estrutural, que se trata de uma ferramenta qualitativa para a inserção de pontos e vetores num sistema de projecção de coordenadas tridimensionais.

Na análise cinemática descreve-se, quantitativamente, o percurso das rochas durante a sua deformação, ou seja, faz-se o mapeamento da deformação. Pode ser analisada através da posição relativa de dois pontos durante a deformação rochosa de acordo com o tipo de deformação que estão a sofrer, desde translações, rotações ou alteração da distância entre si, por exemplo.

Quanto à análise dinâmica baseia-se na interpretação das tensões responsáveis pela formação das estruturas. Aqui é necessário o entendimento da geometria e da cinemática das estruturas. Esta análise revela a magnitude relativa e a orientação absoluta das tensões responsáveis pelas deformações.

O estado de equilíbrio de uma formação rochosa pode ser perturbado por processos implementados pelo ser humano, tais como, a perfuração, produção e injeção de fluídos, que resultam em alterações no estado mecânico da rocha. Os problemas causados por estas perturbações resultam no aumento de custos e tempo perdido. A geomecânica estuda o comportamento mecânico do solo e das rochas. Relacionando duas disciplinas principais, como a Mecânica dos Solos e a Mecânica das Rochas, consegue-se diminuir, de forma significativa, os impactes que estas perturbações provocam, tanto no maciço como no projeto.

2.3.2 PROSPECÇÃO GEOFÍSICA

A geofísica aplica os princípios da física ao estudo das características da Terra. A sua aplicação tem por objetivo investigar, certas propriedades e aspetos da crosta terrestre que embora não visíveis podem ocorrer, como sejam, falhas geológicas, sinclinais e anticlinais, a topografia do firme rochoso sob camadas aluvionares, depósitos de argila e areia, zonas mineralizadas, etc.. A investigação destas ocorrências tem interesse na

prospecção de petróleos, localização de zonas favoráveis à circulação de águas subterrâneas, prospecção mineira e até na implantação de obras de engenharia.

Os ensaios sísmicos baseiam-se na propagação de ondas sísmicas e no registo das respostas que o meio geológico devolve. Estes ensaios contribuem para a caracterização e zonamento de terrenos e na prospecção petrolífera, de gás e água. Podem ser efetuados à superfície, tanto em terra como na água, em furos de sondagem ou em galerias subterrâneas. Estes ensaios podem recorrer a diferentes técnicas, por refração, reflexão, por método direto e análise de ondas superficiais. É possível individualizar os diferentes métodos de acordo com o tipo de onda elástica ou sísmica cuja velocidade de propagação se pretende determinar.

O método por refração sísmica funciona através da geração de ondas sísmicas que se propagam ao longo do terreno e vão refratar em fronteiras de meios com velocidades de propagação crescente em profundidade, e com características suficientemente contrastantes. Consiste na deteção de diferentes refratores em profundidade, e na determinação das suas velocidades de propagação, através da obtenção dos tempos de percurso das ondas sísmicas refratadas em interfaces com suficiente contraste das respetivas velocidades de propagação. O resultado é um perfil, materializado na superfície do terreno pela colocação de vários recetores, geofones, afastados entre si a uma determinada distância constante ao longo de um alinhamento.

A reflexão sísmica é usada tradicionalmente para grandes profundidades na pesquisa petrolífera. Baseia-se na execução de perfis sísmicos, à superfície, e consiste em efetuar registos sucessivos, de forma praticamente continua, ao longo de um dado alinhamento. Os sismogramas obtidos em perfil registam, durante um período de tempo definido, os vários tipos de frentes de ondas recebidas nos vários recetores colocados ao longo do alinhamento. Para além desta observação, ou seja, dos tempos de propagação, os sismogramas são analisados em termos de identificação dos vários tipos de eventos produzidos durante a propagação da energia sísmica, como sejam, as reflexões referentes às interfaces entre vários tipos de materiais com impedâncias acústicas diferentes.

A técnica da sísmica direta consiste na medição do tempo de propagação da onda entre dois pontos, relativamente próximos, com o objetivo de corresponder a uma trajetória direta da onda de deformação gerada. Permite a minimização das interferências causadas pelos fenómenos de refração e reflexão das ondas. Com este método são

analisadas tanto as ondas de compressão, como as de corte. Normalmente este método é utilizado em furos de sondagens, permitindo ainda a interpretação dos dados em termos de tomografia sísmica.

2.3.3 FULLBORE FORMATION MICROIMAGER LOGS (FMI)

No final da década de oitenta, a Schlumberger introduziu o conceito de imagens elétricas de poços através da transformação das variações da microresistividade superficial das paredes do poço, para estudos geológicos detalhados do interior do maciço. Esta ferramenta com o nome de FMI, *Fullbore Formation Microimager Logs*, faz leituras superficiais da microresistividade, nas paredes do poço, onde as suas alterações estão relacionadas com mudanças na composição e textura da rocha, estruturas e conteúdo dos fluidos (Lovell et al, 1999). O processamento destes dados produz uma imagem da parede do poço através de uma gama de cores que são atribuídas às variações laterais e verticais da microresistividade. Têm resolução na ordem de 0,2 polegadas (5 mm).

A ferramenta FMI utiliza elétrodos distribuídos por 4 pares de patins e flaps (24 elétrodos em cada flap) que são pressionados contra a parede do poço (figura 2.3) e mantém a ferramenta centralizada no furo. Cada um dos elétrodos fornece uma curva de microresistividade que são integradas em tempo real para formar uma imagem de microresistividade da parede do poço (figura 2.4). Um acelerómetro triaxial e um magnetómetro permitem orientar a imagem em relação ao Norte magnético.

Esta ferramenta apresenta inúmeras vantagens, entre elas, permite a definição de geometrias importantes nos reservatórios e respetivos parâmetros petrofísicos e objetos geológicos como fraturas a uma escala sub-sísmica. Também é importante na obtenção de dados de alta resolução das litologias e respetivas transições como, por exemplo, o contacto entre areias e argilas em reservatórios fluviais. O sistema de referenciação e orientação é particularmente importante em poços desviados e horizontais.

Antes de terminado o furo, uma ferramenta de log designada por Caliper mede o diâmetro do furo e permite de forma indireta ter informações sobre a ocorrência de fraturação porque uma formação muito fraturada terá tendência para que as paredes do furo sejam menos estáveis e tenham por isso um diâmetro maior ou irregular.

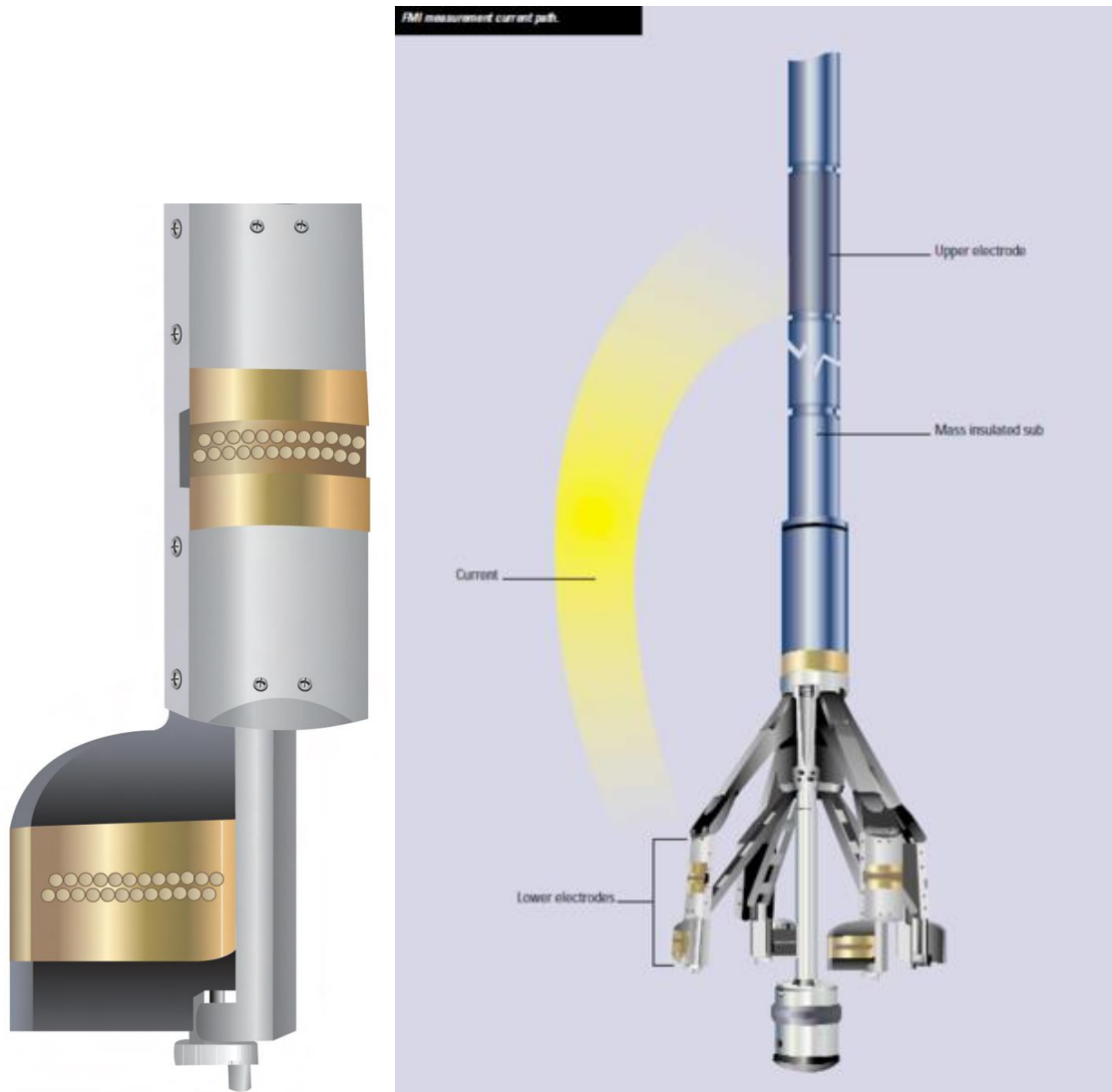


Figura 2.3 - Configuração de patins e flaps de uma ferramenta FMI (fonte: <http://www.slb.com/>). A corrente é enviada através da parede do poço na rocha circundante pelos eletrodos inferiores, que estão em contacto com a parede do poço. Os sinais elétricos são medidos através do eletrodo superior. A distância entre os eletrodos influencia a distância para a formação que irá ser registada.

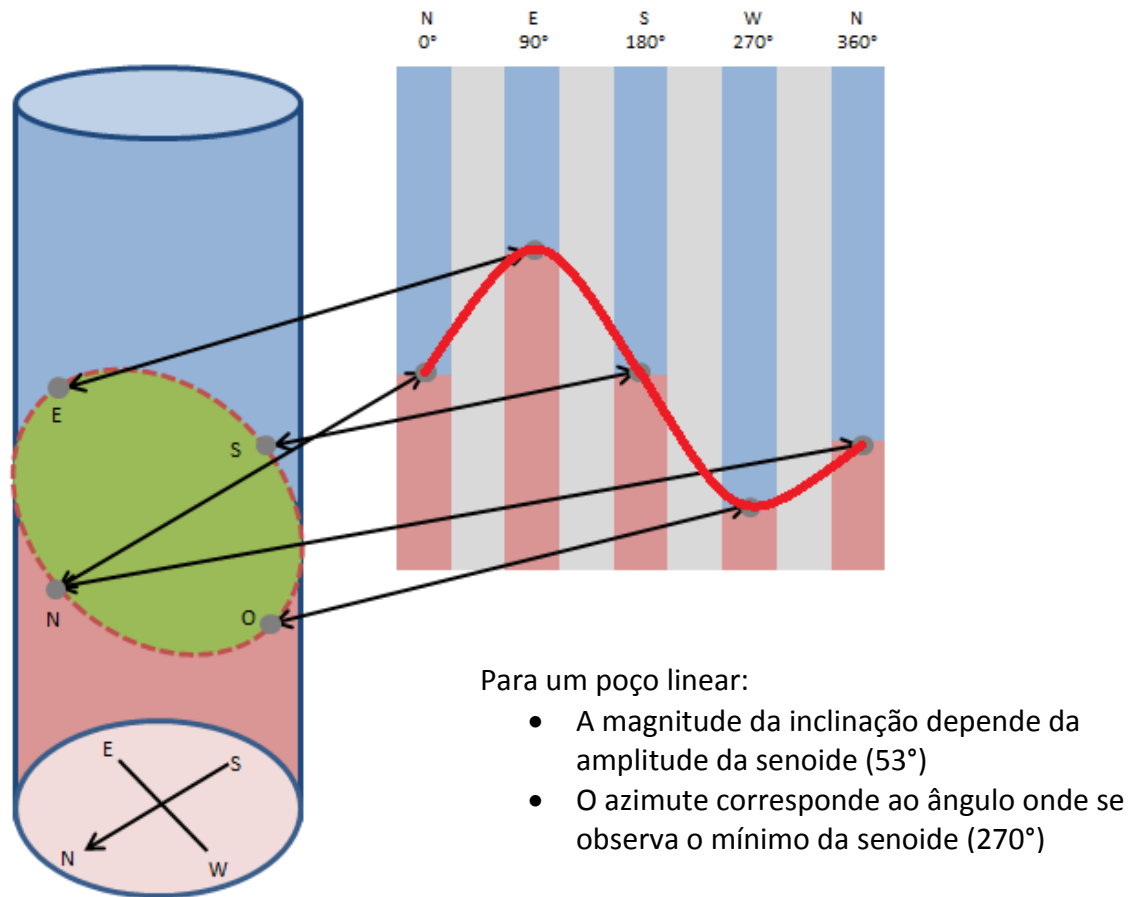


Figura 2.4 – Esquema que mostra o procedimento para a determinação do azimuth e inclinação de uma hipotética descontinuidade num FMI, em função da magnitude e posição absoluta da senoide que é registada na imagem como resultante da interseção do plano da fratura com as paredes do poço.

3. MÉTODOS

3.1 ESTADO DA ARTE

Estudar e desenvolver modelos de fraturação e de escoamento para reservatórios de petróleo fraturados são tarefas desafiantes, primeiro porque uma parte muito significativa dos reservatórios de petróleo (mais de 60% se foram incluídos os reservatórios carbonatados) exibe características de escoamento que os classificam como fraturados; por outro lado, a modelação da fraturação e do escoamento em meios fraturados pode usufruir da contínua progressão da performance dos computadores.

A modelação de reservatórios fraturados é uma tarefa multidisciplinar que inclui as seguintes tarefas principais (Bourne et al, 2000; Esperancinha, 2011):

- 1) Interpretação de cubos de informação sísmica e digitalização manual ou semi-automática de falhas regionais e topo e base das principais estruturas do reservatório.
- 2) Processamento estatístico de dados de poço de fraturação nomeadamente FMI (descontinuidades com dimensão superior a algumas dezenas de centímetros) e cores (microfraturação, centimétrica ou milimétrica). Determinação de famílias de fraturas e densidade de fraturação na localização dos poços.
- 3) Com a informação das principais estruturas do reservatório identificadas pela sísmica, com o conhecimento das litologias do reservatório e respetivas características geomecânicas médias, e com o conhecimento regional e histórico do regime de tensões instaladas, estabelecimento de um modelo geomecânico válido que indique, localmente, qual a probabilidade de ocorrência de fraturação e qual a orientação dessa rede de fraturação (proxy de fraturação).
- 4) Partindo da previsão da intensidade de fraturas por família e a proporção entre as várias famílias por região do reservatório (proxy proveniente do modelo geomecânico), nomeadamente para cada bloco em que foi subdividido o reservatório, estimar a porosidade e a permeabilidade equivalente para cada bloco do reservatório (modelo estático).
- 5) Com os valores de porosidade e permeabilidade equivalentes para cada bloco, seleccionar o modelo de simulação dinâmico (simples, dual-permeabilidade ou dual porosidade / permeabilidade), construir o modelo 3D do reservatório no simulador de fluxo (modelo dinâmico), calibrar com a informação dinâmica conhecida (*history*

match) e avaliar o escoamento regional do reservatório para vários cenários de exploração e localização de poços.

O objetivo do conjunto das tarefas listadas é construir um “bom” modelo do reservatório, isto é, um modelo geologicamente coerente, que se ajuste aos dados históricos de produção e que permita previsões fiáveis da evolução da dinâmica dos fluidos. Todavia, é importante realçar que um modelo do reservatório (componente estática e dinâmica) não é único e que existem sempre várias soluções equiprováveis, principalmente na componente estática (Almeida, 2010), que por sua vez depende quase inteiramente do conhecimento da rede de fraturação e das suas características quantitativas.

A presente tese enquadra-se na tarefa apresentada em 4) ou seja, conhecidos para um bloco do reservatório a orientação das famílias de fraturas e a respetiva densidade, estimar os valores de porosidade e permeabilidade equivalente.

Para determinar a porosidade e a permeabilidade equivalente num bloco fraturado podem considerar-se duas abordagens: (I) indireta, onde a permeabilidade é estimada sem materializar nenhum modelo geométrico de fraturação; (II) direta, onde se materializa em primeiro lugar a geometria do sistema de fraturas no bloco e depois são avaliados parâmetros indicadores do respetivo escoamento;

As abordagens indiretas são mais expeditas e simples de aplicar, porque não é materializada nenhuma rede de fraturação. Uma abordagem deste tipo como a que é apresentada em Guerreiro et al, 2000 recorre às seguintes etapas: (a) com os dados log de poço, simulação geoestatística da porosidade e da permeabilidade do reservatório numa malha de blocos 3D; (b) com base nos dados FMI (deteção de fraturação) e cores (deteção de microfraturas), cálculo de um índice de intensidade da fraturação nos blocos reservatório que contém as sondagens e estimação ou simulação deste índice para todo o reservatório; (c) fazer correspondência entre a densidade de fraturação e um multiplicador de permeabilidade; (d) fazer a simulação dinâmica e aplicar várias relações entre o índice de permeabilidade e o multiplicador para otimizar o *history match*. A permeabilidade equivalente é apresentada como um valor médio de permeabilidade isotrópico.

As abordagens diretas são mais complexas, envolvem maior volume de cálculo e necessitam de mais informação sobre a fraturação. Aqui, faz-se em primeiro lugar a simulação da geometria de uma rede de fraturas no que se chama a construção de uma rede discreta de

fraturas ou modelo “*Discrete Fracture Network*” – DFN (Chilès et al, 1992; Dershowitz et al, 2004; Darcel et al, 2006).

Estes métodos permitem maior aproximação à realidade no estudo do comportamento do fluxo de hidrocarbonetos em meios permeáveis principalmente em zonas de acumulação de fraturas (*clusters*) devido aos seus elementos serem materializados geométrica e espacialmente. Estas características, em aproximações estocásticas contínuas como os multiplicadores, são desconsideradas.

Nestes modelos, as fraturas são aproximadas por segmentos de reta (modelos 2D) ou por linhas poligonais simples tais como triângulos, quadrados e círculos (3D). A simulação de fraturas num bloco consiste no posicionamento aleatório de vários destes objetos geométricos condicionais às leis estatísticas das características geométricas, onde se incluem, a área, abertura, orientação (azimute e inclinação) e intensidade. O método de simulação de Monte Carlo permite o condicionamento das fraturas a estas características expressas por leis estatísticas.

Em projetos de modelação de fraturas é importante que os dados gerados coincidam o mais possível com os dados experimentais, ou seja, com os dados de campo e poços. É também importante criar relações entre grandezas diferentes, ou seja, entre as características do fluxo de um reservatório fraturado e a rede de fraturas, de forma a garantir aproximação à realidade. Esta relação é calibrada na etapa de *history match* por multiplicadores de permeabilidade pelo que é importante que no modelo sejam observadas, pelo menos, as proporções de alta e baixa fraturação que existam na realidade.

Depois de materializadas, as fraturas são avaliadas para se poder calcular um valor de porosidade e outro de permeabilidade. A estimativa da porosidade é um cálculo simples, são tidas em conta a área da fratura e a abertura, após a exclusão das fraturas (objetos) desconectadas da rede principal. A estimativa da permeabilidade é mais complexa, porque em sistemas fraturados a permeabilidade é normalmente anisótropa. O método mais expedito utilizado hoje em dia é o do tensor ou de Oda que é apontado na literatura como tendo vantagens e desvantagens que serão discutidas neste trabalho (Oda, 1985). Uma alternativa ao método de Oda é considerar uma partição fina do bloco reservatório em microblocos, atribuir permeabilidade aos microblocos e fazer o upscaling da permeabilidade dos microblocos para um tensor de permeabilidade equivalente (Almeida et al, 1996). Interessa referir que as abordagens diretas são particularmente interessantes quando coexistem várias famílias de

fraturas e quando os histogramas das características geométricas apresentam maior dispersão, o que gera maiores combinatórias e dispersão de resultados. A permeabilidade equivalente obtida pelos método de Oda é um tensor completo, e a obtida pelo upscaling de microblocos é um tensor ortogonal de permeabilidade.

Em síntese, uma abordagem indireta tem vantagens quando se conhece mal a orientação da fraturação ou quando esta é aleatória. É expedita e gera várias soluções do problema, podendo a relação entre o multiplicador de permeabilidade e a densidade de fraturação ser utilizado na calibração *history match*. Tem desvantagens evidentes quando a fraturação é anisótropa, pelo que neste caso é preferível uma abordagem direta. Numa abordagem direta a estimativa da permeabilidade recorre principalmente ao método expedito de Oda.

A questão muitas vezes citada na literatura da sobreestimação da permeabilidade como desvantagem do método de Oda foi o fator de motivação do desenvolvimento deste trabalho, pelo que se apresenta uma comparação dos resultados obtidos pelo método de Oda com os que são obtidos com um método de upscaling para vários graus de intensidade de fraturação.

3.2 METODOLOGIA

A metodologia do estudo destina-se a comparar a permeabilidade equivalente obtida pelo método de Oda com aquela que é obtida pelo método de upscaling de microblocos. Contempla três etapas principais a que se segue a avaliação comparativa dos resultados (figura 3.1):

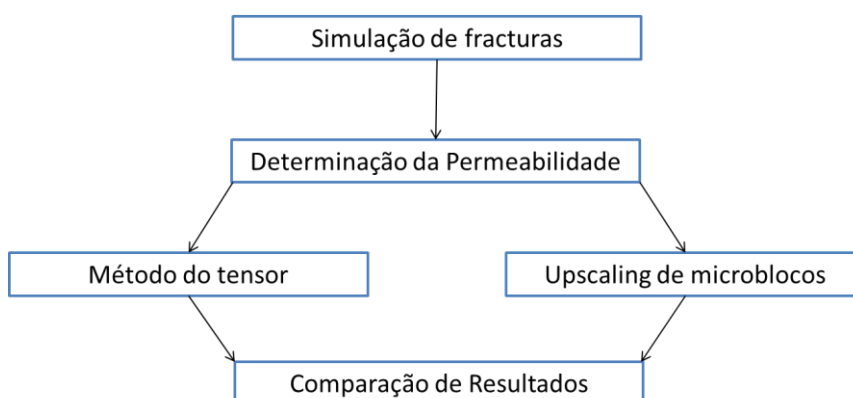


Figura 3.1 - Etapas principais da metodologia adoptada.

- 1) Simulação de uma rede de fraturas com intensidade P32 (índice de intensidade de fraturação igual à área de fraturas por unidade de volume) no interior de um volume V ;
- 2) Determinação do tensor de permeabilidade equivalente da rede de fraturas previamente simulada em 1);
- 3) Determinação da permeabilidade equivalente nas direções ortogonais da rede de fraturas previamente simulada em 1);
- 4) Comparação de resultados.

Os testes apresentados no capítulo seguinte desenvolvem-se segundo duas estratégias. Na primeira sistematizam-se simulações de fraturas com estatísticas sintéticas, pretende-se fazer uma análise comparativa exaustiva e sistemática da relação entre a fraturação e as soluções de permeabilidade obtidas pelos dois métodos. Pretende-se, por exemplo, perceber se os resultados são comparáveis para todas ou só algumas características de fraturação. Na segunda parte as simulações de fraturas são condicionais aos dados FMI de um poço de um reservatório fraturado. Aqui pretende-se ilustrar o procedimento de determinação da permeabilidade equivalente num sistema fraturado com dados reais.

3.3 SIMULAÇÃO 3D DE FRATURAS

A geração em computador de redes 3D de fraturas por simulação estocástica é uma etapa importante na caracterização de reservatórios fraturados e precede a avaliação da porosidade e da permeabilidade. Com exceção de redes com orientação restrita a uma direção, é praticamente impossível estimar o valor da permeabilidade equivalente sem fazer a geração dos planos de fratura por aproximações poligonais a que se segue a avaliação da permeabilidade.

Para a simulação das redes de fraturas, no presente trabalho utilizou-se como ponto de partida o algoritmo FTRIAN desenvolvido no CICEGe (Almeida e Barbosa, 2008; Barbosa 2012) com as necessárias adaptações. O FTRIAN é um código escrito em linguagem C para a geração de fraturas com a forma de mosaicos de triângulos equiláteros na avaliação da blocometria de rochas ornamentais. O conjunto de programas informáticos que apoiam este trabalho tem agora a designação de FROM3D-K (*fractures object model – permeability evaluation*) e também estão escritos em linguagem C.

O FROM3D-K faz a geração de fraturas com a forma de quadrados, condicional a estatísticas de orientação, dimensão e abertura (histogramas cumulativos destas variáveis). Na simulação consideram-se um cubo de avaliação de propriedades e um cubo região mais abrangente para a simulação de fraturas. Quando é simulada uma fratura o centro de gravidade está no interior do cubo região, mas qualquer um dos vértices do quadrado que é gerado pode estar no interior do cubo de avaliação ou no exterior. Quando um ou mais vértices é exterior, isto significa que só uma fração da área da fratura é que é contribuinte para a porosidade e permeabilidade do bloco, pelo que é necessário recalcular a forma e a área da fratura. Assim, numa segunda etapa, e ainda no contexto do código FROM3D-K, os quadrados fraturas são intersecados com as faces do cubo de avaliação sendo apenas considerado o polígono que é interior.

O polígono que resulta da intersecção entre um quadrado e um cubo pode ter até oito lados (figura 3.2). A intersecção de milhares de fraturas com o cubo é uma etapa crítica no tempo de cálculo, pelo que foi pensado e implementado um algoritmo muito expedito para este objectivo. No final, e para a posterior avaliação da permeabilidade e porosidade, o FROM3D-K gera uma listagem das fraturas simuladas com os parâmetros orientação (azimute e inclinação) e abertura.

A simulação de fraturas no FROM3D-K segue as seguintes etapas (figura 3.2):

- 1) Inicialização de um cubo região (por exemplo, 7m x 7m x 7m) e de um cubo de avaliação interior ao primeiro (por exemplo, 5m x 5m x 5m);
- 2) Simulação das fraturas, com as seguintes etapas elementares:
 - 2.1) Geração de um ponto posicionado aleatoriamente no interior do cubo região que passa a ser registado como o centro de gravidade da fratura (x_{cg} , y_{cg} , z_{cg});
 - 2.2) Simulação do índice da família de fraturas, condicional ao histograma de proporções das famílias de fraturas (método de Monte Carlo);
 - 2.3) Simulação dos ângulos azimute e inclinação, condicionais aos histogramas de azimutes e inclinações da família de fraturas gerada em 2.2) (método de Monte Carlo);
 - 2.4) Simulação de um valor para a abertura e outro para a área da fratura, condicional aos histogramas de abertura e área (método de Monte Carlo);
 - 2.5) Tendo por base o valor da área, determinação da distância entre o centro de gravidade do quadrado e cada vértice (d).

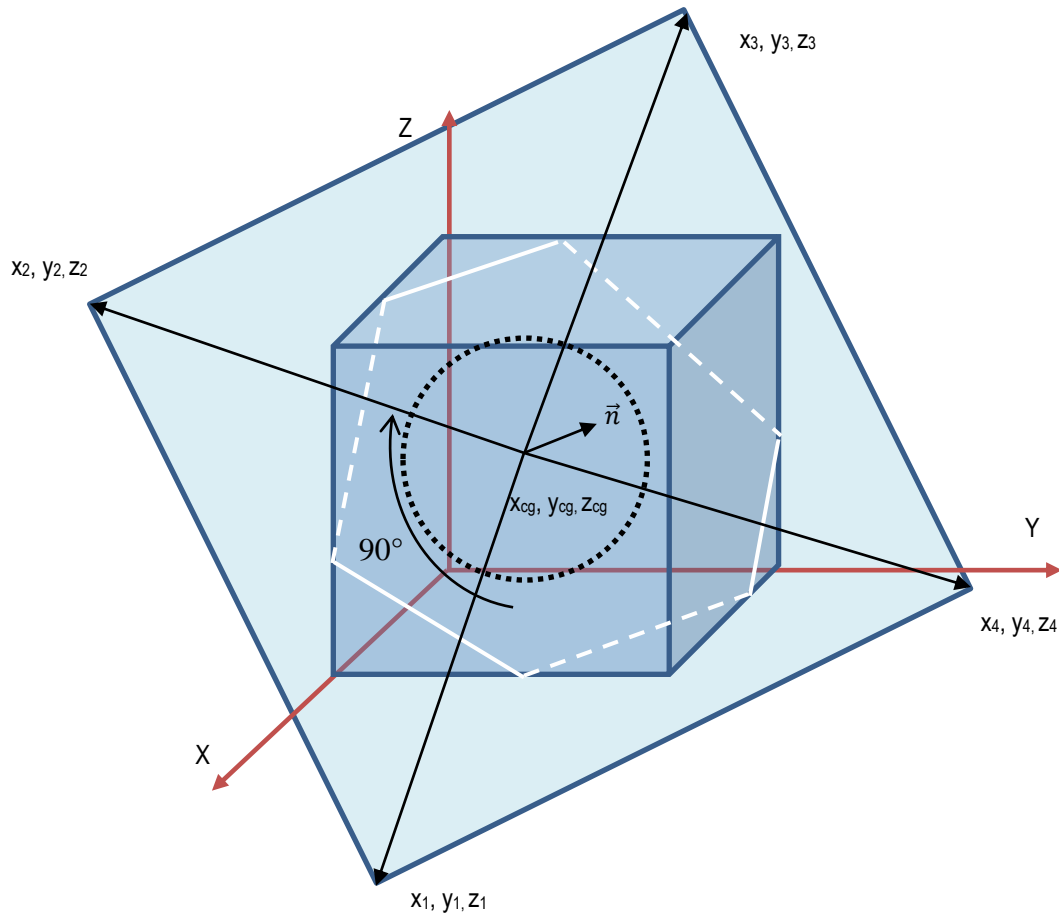


Figura 3.2 - Ilustração do procedimento de geração de fraturas aproximadas por quadrados e interseção com o cubo de avaliação.

2.6) A partir do centro de gravidade da fratura (x_{cg}, y_{cg}, z_{cg}) e do plano com azimuth e inclinação simulados em 2.3), determinação do vetor normal ao plano (\vec{n});

2.7) A partir do centro de gravidade da fratura (x_{cg}, y_{cg}, z_{cg}) , posicionamento do vértice (x_u, y_u, z_u) à distância d do centro de gravidade e com o azimuth e inclinação simulados em 2.3). Rotação do segmento que liga os pontos (x_{cg}, y_{cg}, z_{cg}) e (x_u, y_u, z_u) em torno do vetor normal (\vec{n}) de um ângulo aleatório entre 0 e 360° e obtenção do primeiro vértice do quadrado (x_1, y_1, z_1) . Esta rotação permite que os quadrados tenham qualquer orientação.

2.8) Efetuar três rotações sucessivas de 90° do segmento que liga os pontos (x_{cg}, y_{cg}, z_{cg}) e (x_1, y_1, z_1) em torno da normal \vec{v} de forma a obter os restantes três vértices do quadrado fratura (x_2, y_2, z_2) , (x_3, y_3, z_3) e (x_4, y_4, z_4) . Depois destas rotações sucessivas, confirma-se que $(x_4, y_4, z_4) = (x_1, y_1, z_1)$.

2.9) Guardar esta informação (coordenadas dos vértices, área, abertura, azimuth e inclinação) e passar à simulação da fratura seguinte, até terem sido simuladas todas as fraturas pretendidas.

3) Interseção das fraturas com os limites do cubo de avaliação e recalcular a área que é interior ao cubo.

3.1) Verificação se todos os vértices do quadrado estão no interior do cubo de avaliação, se sim passar à fratura seguinte, caso contrário continuar para 3.2;

3.2) Verificar se os segmentos lados do quadrado $(x_1, y_1, z_1) - (x_2, y_2, z_2)$, $(x_2, y_2, z_2) - (x_3, y_3, z_3)$, $(x_3, y_3, z_3) - (x_4, y_4, z_4)$ e $(x_4, y_4, z_4) - (x_1, y_1, z_1)$ intersejam os planos $y = y_{min}$ e $y = y_{max}$ das faces do cubo de avaliação. Se existirem interseções, adicionar estes pontos à poligonal inicial. A poligonal mantém para já a forma de quadrado mas passa a ter mais de quatro vértices.

3.3) Remover da poligonal todos os vértices com $y_i > y_{max}$ ou $y_i < y_{min}$.

3.4) Aplicar as etapas 3.2 e 3.3 aos planos $x = x_{min}$ e $x = x_{max}$ e depois $z = z_{min}$ e $z = z_{max}$ das faces do cubo, removendo em cada etapa todos os vértices primeiro com $x_i > x_{max}$ ou $x_i < x_{min}$ e depois $z_i > z_{max}$ ou $z_i < z_{min}$. Da interseção de um quadrado com um cubo resulta um novo polígono com três a oito lados, a sua maioria irregular. Na figura 3.3 mostram-se quatro exemplos das figuras resultantes.

Na figura 3.4 mostra-se o resultado da interseção para um conjunto de fraturas, onde se observa que algumas estão completamente no interior e são mantidas tal-qual, outras intersejam as fronteiras do cubo de avaliação e são recalculadas e outras completamente no exterior são removidas.

3.5) Recalcular a área da fratura, ou seja, calcular a área de um polígono 3D definido genericamente pela sequência de coordenadas $(x_0, y_0, z_0), (x_1, y_1, z_1), \dots (x_n, y_n, z_n) = (x_0, y_0, z_0)$ dos seus p vértices V_i . Se n_x, n_y, n_z forem as componentes do vetor normal ao plano do polígono, então a área A pode ser calculada por (Goldman, 1994):

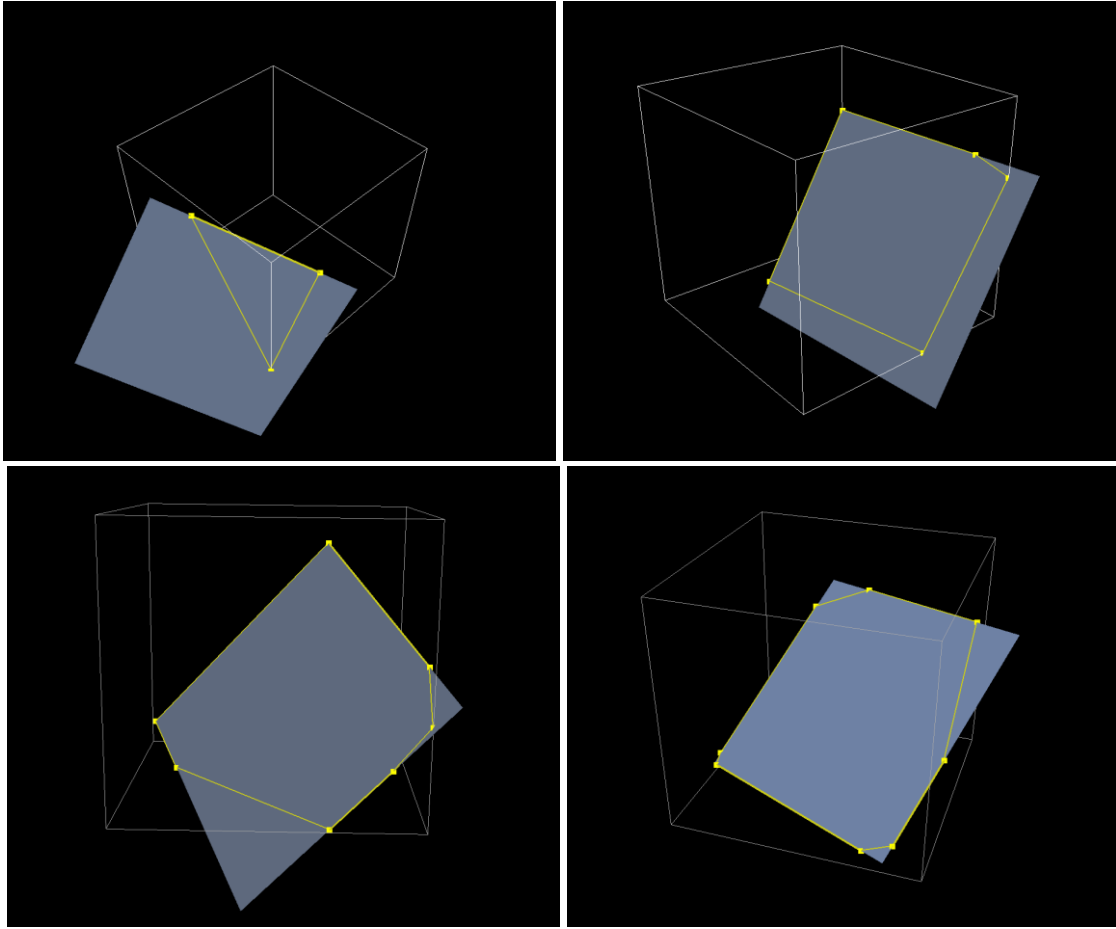


Figura 3.3 - Exemplos de interseção de uma fratura quadrada com o cubo de avaliação e polígonos resultantes; a) com 3 lados; b) com 5 lados; c) com 7 lados; d) com 8 lados. Os contornos a amarelo delimitam a fratura resultante.

$$A = \frac{n \cdot \sum_{i=0}^{p-1} V_i \times V_{i+1}}{2}$$

ou

$$\begin{aligned} ax &= \sum_{i=1}^{p-1} y_i \cdot z_{i+1} - y_{i+1} \cdot z_i \\ ay &= \sum_{i=1}^{p-1} z_i \cdot x_{i+1} - z_{i+1} \cdot x_i \\ az &= \sum_{i=1}^{p-1} x_i \cdot y_{i+1} - x_{i+1} \cdot y_i \\ A &= \frac{ax * nx + ay * ny + az * nz}{2} \end{aligned}$$

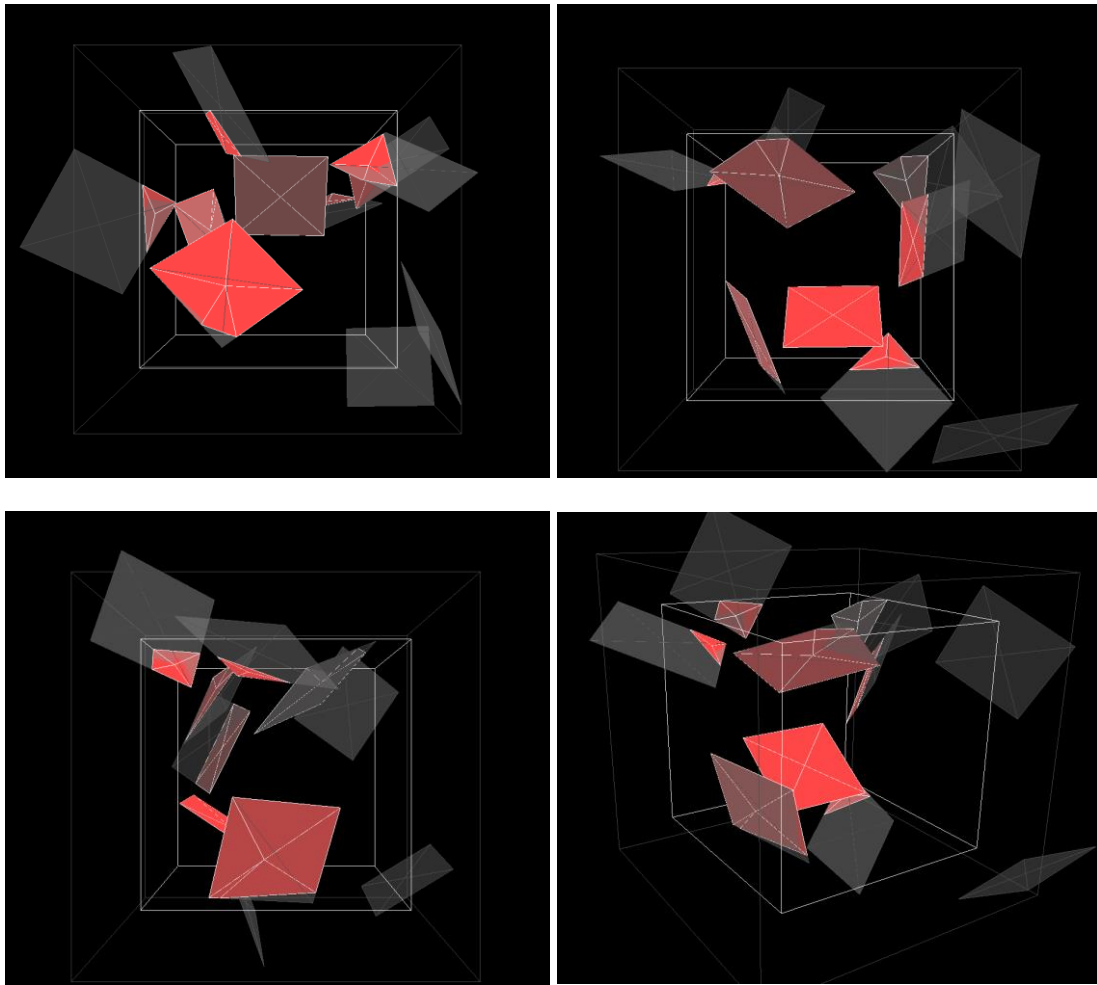


Figura 3.4 - Ilustração da etapa de remoção das áreas de 10 fraturas exteriores a um cubo de avaliação; a) vista de cima; b) e c) vistas laterais; d) vista em perspectiva. As porções de fratura a cinzento são exteriores e foram removidas, as porções interiores a vermelho são utilizadas para avaliação da permeabilidade.

3.3.1 RELAÇÃO ENTRE A DENSIDADE LINEAR DE FRATURAS E O NÚMERO DE FRATURAS POR UNIDADE DE VOLUME

Quando as fraturas (planos 2D) são amostradas por uma linha (elemento 1D) a sua intensidade é quantificada pelo número de fraturas por metro linear ou P10. É o que acontece quando se utilizam dados de FMI (uma sondagem é uma linha relativamente a uma fratura) ou linhas de amostragem num afloramento. Quando se faz a simulação, simulam-se um determinado número de fraturas com uma determinada área (elemento 2D) no volume 3D, ou seja, a intensidade é expressa pelo chamado P32. Acresce ainda que estas medidas de intensidade de fraturas são por família de fraturas. Como se relacionam então as medidas de intensidade P10 com P32, ou seja, se tivermos um caso de estudo com p famílias de fraturas e

valores amostrados de P10 por família, quantas fraturas e com que áreas é necessário simular num volume de referência? Sabe-se que quanto maior for o P10 maior é o P32, a relação é linear mas não há forma de saber a resposta com a aplicação de uma fórmula.

Para responder a esta questão fundamental é necessário gerar previamente uma tabela de relações entre o P10 e P32, e o processamento é do tipo calibração inversa.

Neste procedimento geram-se sucessivamente conjuntos de fraturas para um volume de referência condicional às famílias, atitudes e áreas. Para cada conjunto simulado conhece-se o P32 e avalia-se o P10 por amostragem do modelo com várias linhas posicionadas aleatoriamente e com a orientação pretendida. Devem ser utilizadas várias linhas de amostragem e contabilizado o número de interseções com as fraturas. No final pode-se determinar um valor médio do P10 dividindo o número de interseções pelo comprimento total das linhas de amostragem.

Simulando sucessivamente conjuntos de fraturas, constrói-se uma tabela (*lookup-table*) que relaciona as duas medidas para o intervalo e valores do caso de estudo.

3.4 ESTIMAÇÃO DA PERMEABILIDADE EQUIVALENTE

A equação de descrição quantitativa do fluxo de um fluido num meio poroso foi inicialmente proposta pelo engenheiro francês Henry Darcy em 1856, com base em experiências de laboratório com areias. A lei de Darcy, como é conhecida a equação de fluxo, é uma equação geral válida para quantificar o caudal Q de um fluido incompressível em regime laminar num meio poroso e homogéneo (Archer Wall, 1986; Aziz e Settari, 1986):

$$Q = K \cdot A \frac{dh}{dl}$$

Onde K é a condutividade hidráulica, A é a seção aberta disponível para o escoamento e $\frac{dh}{dl}$ é o gradiente de pressão.

Mais tarde, nos anos 40 do século passado, Hubert postulou que a condutividade hidráulica seria função do fluido e do meio poroso:

$$K = k \left(\frac{\rho g}{\mu} \right) \text{ com } k = Nd^2$$

Em que k =permeabilidade intrínseca; ρ =densidade do fluido; g =aceleração da gravidade; μ =viscosidade do fluido; N =coeficiente adimensional característico do meio; d =diâmetro

médio dos grãos constituintes da rocha. A permeabilidade é uma grandeza com a dimensão de área ou $[L]^2$ que quantifica a maior ou menor facilidade do escoamento de um fluido num meio poroso. É habitualmente expressa em *darcy* ou *milidarcy* ($1 \text{ darcy} = 1D = 9,87 \times 10^{-9} \text{ cm}^2$), em homenagem ao autor Darcy, que formulou a equação de deslocamento de fluidos em meios porosos. Por definição, 1 *darcy* é a permeabilidade de uma rocha, na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove o fluxo de 1 cm^3/s de um fluido com viscosidade de 1 centipoise, através de 1 cm^2 de área aberta ao fluxo.

Por razões óbvias, o conceito de $k = Nd^2$ não pode ser aplicado a meios fraturados, pelo que mais tarde nas décadas de 50 e 60 do século passado vários autores, onde se inclui Snow, estudaram exaustiva e experimentalmente o escoamento de um fluido através de uma rede de fraturas paralelas (cada fratura é um vazio delimitado por dois planos paralelos distanciados de e - abertura), tendo chegado à seguinte equação que quantifica o caudal Q de um fluido incompressível em regime laminar num bloco de com área de face A de largura W numa fratura:

$$Q = \frac{We^3}{12} \frac{\rho g}{\mu} \frac{dh}{dl}$$

A Lei de Darcy explica o fluido através do meio poroso numa matriz granular, e a lei anterior ou lei cúbica explica o fluxo através das fraturas.

Se A_f for a área da fratura com $A_f = W \cdot e$, a velocidade de escoamento pode ser calculada por:

$$\frac{Q}{W \cdot e} = \frac{e^2}{12} \frac{\rho g}{\mu} \frac{dh}{dl}$$

Por analogia das equações, a permeabilidade de uma fratura (k_f) é dada por (figura 3.5):

$$k_f = \frac{e^2}{12}$$

E a transmissividade de uma fratura (T_f) é dada por:

$$T_f = A_f k_f = \frac{We^3}{12}$$

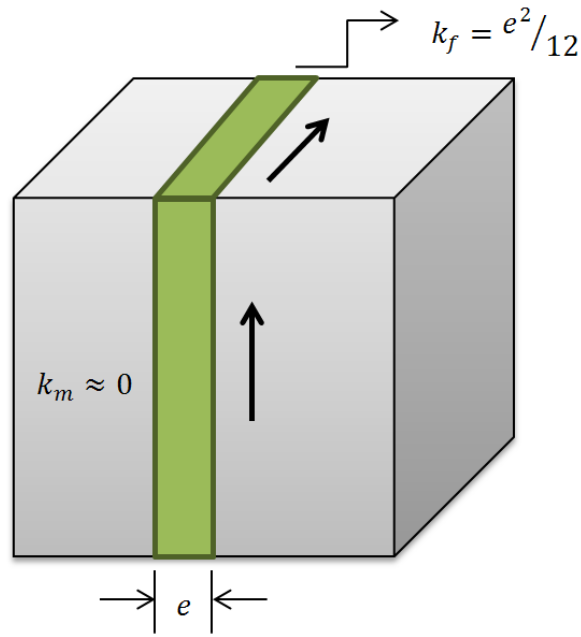


Figura 3.5 - Representação de um bloco de avaliação com as dimensões W x W x W atravessado por uma fratura.

A permeabilidade equivalente de um bloco rochoso com uma fratura e permeabilidade da matriz nula é, na direção da fratura:

$$k_{bf} = \frac{k_f \cdot A_f}{V} + \frac{0 \cdot (A - A_f)}{V} = \frac{e^2}{12} \cdot \frac{A \cdot e}{V} = \frac{e^2}{V} \Phi$$

Com Φ a porosidade contributiva de uma fratura.

Se a abertura e for definida em m, para a permeabilidade ser expressa em *darcy* utiliza-se uma constante de conversão de unidades:

$$k_{bf} = 1.013249966 \times 10^{12} \cdot \frac{e^2}{12} \Phi$$

A Lei de Darcy foi apresentada para um escoamento unidimensional, então a permeabilidade pode ser vista como uma constante de um meio isotrópico. Ferrandon e Collins propuseram

que a permeabilidade pudesse ser apresentada para meios anisotrópicos como um tensor, de que os meios fraturados são um bom exemplo.

Um tensor de permeabilidade completo é representado por nove componentes k_{ij} , com $i=1,\dots,3; j=1,\dots,3$. As componentes são simétricas.

$$\begin{bmatrix} k_{11} & k_{12} & k_{13} \\ k_{21} & k_{22} & k_{23} \\ k_{31} & k_{32} & k_{33} \end{bmatrix}$$

Um tensor de permeabilidade pode ser diagonalizado, gerando valores próprios (k_i) e vectores próprios (\vec{u}), (\vec{v}) e (\vec{w}):

$$\begin{bmatrix} k_1 \\ k_2 \\ k_3 \end{bmatrix} \text{ e } \begin{bmatrix} u_1 & u_2 & u_3 \\ v_1 & v_2 & v_3 \\ w_1 & w_2 & w_3 \end{bmatrix}$$

Os valores e vectores próprios representam sucessivamente o escalar mais elevado da permeabilidade (k_1) e a sua direcção (\vec{u}), o escalar mais elevado da permeabilidade na direcção perpendicular (k_2) e a respectiva direcção (\vec{v}) e o escalar mais baixo da permeabilidade (k_3) e direcção (\vec{w}). Referira-se que (\vec{u}), (\vec{v}) e (\vec{w}) são vectores ortogonais. Para um meio isotrópico o tensor de permeabilidade é expresso por:

$$\begin{bmatrix} k & 0 & 0 \\ 0 & k & 0 \\ 0 & 0 & k \end{bmatrix}$$

Se as direcções (\vec{u}), (\vec{v}) e (\vec{w}) coincidirem com os eixos coordenados, então o tensor de permeabilidade é expresso por:

$$\begin{bmatrix} k_x & 0 & 0 \\ 0 & k_y & 0 \\ 0 & 0 & k_z \end{bmatrix}$$

Na determinação da permeabilidade equivalente de um bloco fraturado considera-se uma matriz rochosa com permeabilidade muito baixa ou nula (k_m) que é atravessada por uma rede 3D de fraturas. O fluxo ocorre unicamente pelas fraturas sendo generalizado a várias direcções se existirem várias famílias de fraturas que se cruzem. Não se considera fluxo na perpendicular às fraturas.

Se um bloco for atravessado por um conjunto de p fraturas paralelas a um eixo de comprimento w , e que percorram o bloco de face a face, e onde cada fratura i é caracterizada por um valor de abertura e_i , a permeabilidade equivalente do bloco k_B é igual à soma das contribuições individuais k_{fi} :

$$k_B = \sum_{i=1}^p k_{fi}$$

3.4.1 MÉTODO DO TENSOR OU MÉTODO DE ODA

O método proposto por Oda em 1985 propõe que o tensor de permeabilidade de um bloco fraturado seja calculado pela soma das componentes do tensor de cada fratura ponderados por um fator de conectividade, Ψ . Para o cálculo do tensor de cada fratura, assume que o fluxo ocorre unicamente na direção da fratura tal como foi proposto pelos autores anteriores e tem em atenção a forma geométrica da fratura (quadrado ou retângulo). Por exemplo, se a fratura for quadrada, a sua permeabilidade é isotrópica no seu plano.

Este método é muito utilizado em programas informáticos na área dos petróleos principalmente porque é muito eficiente em termos computacionais. Na literatura reportam-se algumas potenciais limitações como, por exemplo, não serem tidas em conta as conexões entre fraturas e também assumir-se que cada fratura percorre o bloco de face a face. A primeira limitação tem tendência a subestimar o valor da permeabilidade efetiva, enquanto o segundo aspeto tenderá a sobrestimar os resultados.

Para executar a estimação do tensor de permeabilidade por este método, parte-se de uma rede de fraturas simuladas a 3D e de uma malha de blocos em que se subdividiu o reservatório. Para cada bloco do reservatório de volume V , consideram-se N fraturas simuladas, representadas pelas componentes do vetor normal n_x^a , n_y^a e n_z^a , área A_a e permeabilidade k_a . Para o conjunto das fraturas contidas num bloco podem ser calculadas as componentes do tensor de permeabilidade equivalente do bloco (Oda, 1985):

$$[k_{ij}] = \sum_{a=1}^N \Psi_a \cdot k_a (\delta_{ij} - n_i^a \cdot n_j^a) + k_{matriz} \text{ com } i=x, y, z \text{ e } j=x, y, z$$

ou

$$[k_{ij}] = \sum_{\alpha=1}^N \Psi_{\alpha} \cdot k_{\alpha} \cdot \begin{bmatrix} 1 - (n_x^a)^2 & -n_x^a \cdot n_y^a & -n_x^a \cdot n_z^a \\ -n_x^a \cdot n_y^a & 1 - (n_y^a)^2 & -n_y^a \cdot n_z^a \\ -n_x^a \cdot n_z^a & -n_y^a \cdot n_z^a & 1 - (n_z^a)^2 \end{bmatrix} + k_{matriz}$$

Com:

k_{ij} componente do tensor de permeabilidade

k_{matriz} escalar permeabilidade da matriz, valor muito baixo ou nulo

Ψ_i fator de conectividade, considerado igual a um neste trabalho

δ_{ij} é a função de Kroenecker, ou seja, $\delta_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } i = j \\ 0 & \text{se } i \neq j \end{cases}$

3.4.2 MÉTODO DE UPSCALING DE MICROBLOCOS

A determinação da permeabilidade equivalente num bloco de volume V atravessado por uma rede de k fraturas pode ser feita pelo chamado método de upscaling de microblocos (Almeida et al, 2002; Vitel, 2007). Para a aplicação deste método, e tal como no método anterior, parte-se de uma rede de fraturas. Como o ponto de partida dos dois métodos é o mesmo, é possível gerar uma rede de fraturas e avaliá-la pelos dois métodos comparando os resultados, o que é o objetivo principal deste trabalho.

Depois de simuladas um conjunto de N fraturas num volume V , faz-se a partição do volume V numa malha de microblocos cúbicos, com a linhas por b colunas e c níveis. São assim gerados $a.b.c$ microblocos. Quanto maior for o número de microblocos melhor é a aproximação, todavia o tempo de cálculo aumenta muito. Para um bloco inicial de 5m x 5m x 5m, é razoável que se possa fazer uma discretização ate 1 000 000 de microblocos, o que corresponde a um volume unitário do microbloco de 5cm x 5cm x 5cm.

Depois de gerada a malha de microblocos no bloco reservatório, para cada fratura são identificados os microblocos que interseam a fratura. A identificação dos microblocos que contactam com uma fratura é a etapa mais demorada deste algoritmo. No presente estudo, o código desenvolvido tem por base a geração de uma rede de pontos auxiliar em cada fratura (quadrado), a partir dos segmentos de reta da envolvente, e na identificação dos microblocos que contém cada ponto em que foi discretizada a fratura. Este procedimento é expedito dado que é pouco dependente da dimensão da malha de microblocos, embora seja mais demorado

do que o método de Oda. No final do processamento, cada microbloco adquire o número de fraturas que estão no seu interior (nf_{ijk} , $i=1,...,a$; $j=1,...,b$; $k=1,...,c$). A permeabilidade de cada microbloco k_{ijk} , tem duas componentes, a da matriz $k_{m_{ijk}}$ valor muito baixo ou nulo e a que resulta da contribuição das fraturas $k_{f_{ijk}} = f(nf_{ijk})$. Se a malha for suficientemente fina, existirão muitos microblocos sem fraturas e que terão apenas a permeabilidade da matriz. Nas figuras 3.6 e 3.7 ilustra-se este procedimento de conversão das fraturas para a malha de microblocos, no primeiro caso para 100 fraturas e no segundo caso para 10000 fraturas. Para um maior número de fraturas visualizam-se diferenças nos valores dos blocos consoante a presença ou não de várias fraturas em simultâneo.

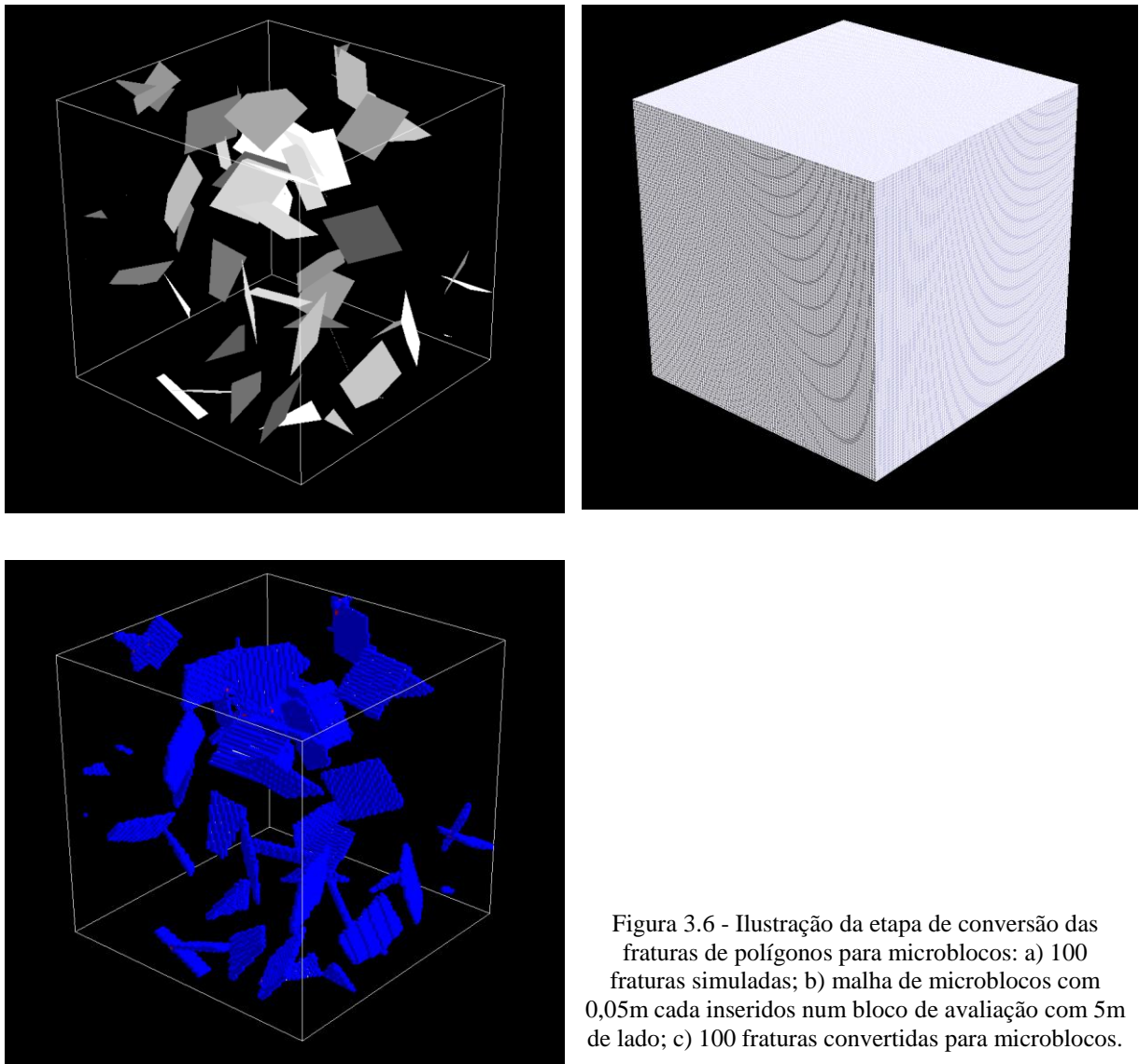


Figura 3.6 - Ilustração da etapa de conversão das fraturas de polígonos para microblocos: a) 100 fraturas simuladas; b) malha de microblocos com 0,05m cada inseridos num bloco de avaliação com 5m de lado; c) 100 fraturas convertidas para microblocos.

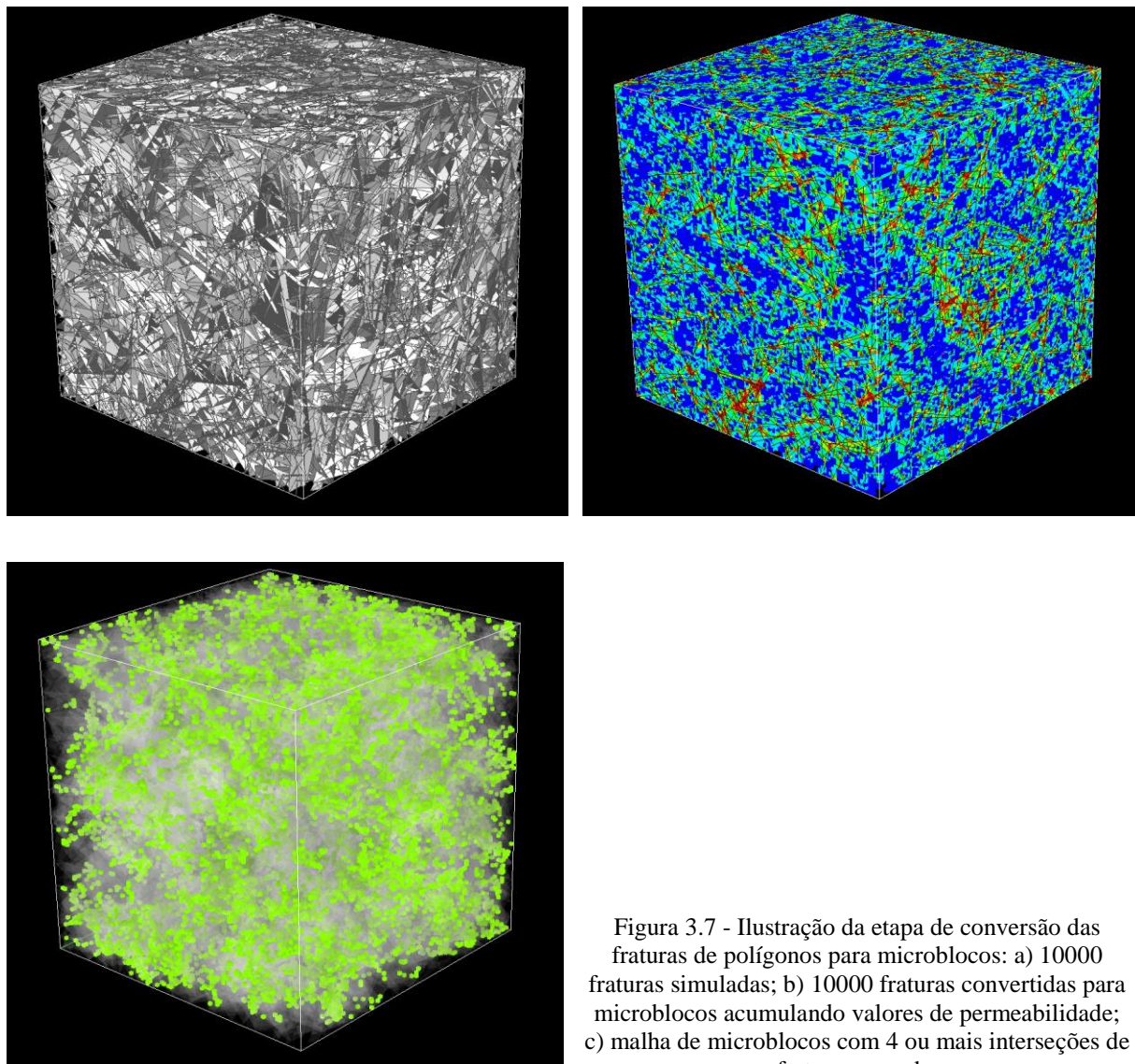


Figura 3.7 - Ilustração da etapa de conversão das fraturas de polígonos para microblocos: a) 10000 fraturas simuladas; b) 10000 fraturas convertidas para microblocos acumulando valores de permeabilidade; c) malha de microblocos com 4 ou mais interseções de fraturas a verde.

Restam duas questões: (1) relacionar o número de fraturas com a permeabilidade do microbloco; (2) passar dos valores de permeabilidade do microbloco para a permeabilidade equivalente do bloco k_x^b , k_y^b , e k_z^b (Almeida et al, 1996).

Para dar resposta à primeira questão fez-se previamente um conjunto de testes para determinar qual seria a área média de fratura que estaria contida num microbloco com a condição das fraturas terem sido simuladas na sua envolvente. O valor médio da área, mais a abertura da fratura dá origem a um valor de permeabilidade equivalente que à escala do microbloco foi considerado como isotrópico.

Para a segunda questão, passar dos valores de permeabilidade dos microblocos para um único valor de permeabilidade por direção dos eixos coordenados, utilizou-se a fórmula clássica de médias aritméticas das médias harmónicas por fiada de microblocos (figura 3.8):

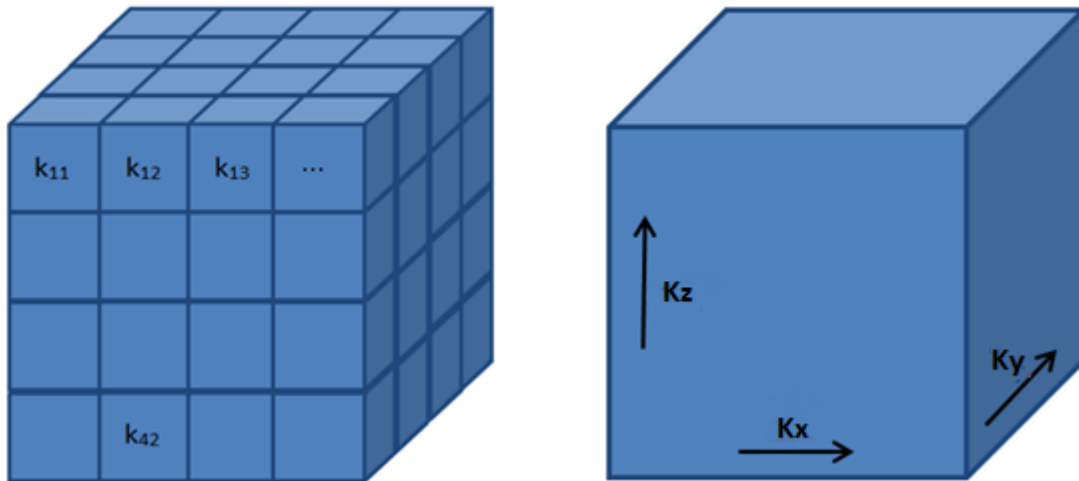


Figura 3.8 - Determinação das permeabilidades equivalentes nas direções ortogonais X, Y e Z a partir de uma partição em microblocos à esquerda.

$$k_x^b = \frac{\sum_{i=1}^a \sum_{k=1}^c m_{h_{ik}}}{a.c} \text{ com } \frac{1}{m_{h_{ik}}} = \frac{\sum_{j=1}^b \left(\frac{1}{k_{ijk}} \right)}{b}$$

$$k_y^b = \frac{\sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^c m_{h_{jk}}}{b.c} \text{ com } \frac{1}{m_{h_{jk}}} = \frac{\sum_{i=1}^a \left(\frac{1}{k_{ijk}} \right)}{a}$$

$$k_z^b = \frac{\sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b m_{h_{ij}}}{a.b} \text{ com } \frac{1}{m_{h_{ij}}} = \frac{\sum_{k=1}^c \left(\frac{1}{k_{ijk}} \right)}{c}$$

Importa referir que quanto menor for a dimensão dos microblocos melhor será a estimativa do valor calculado de permeabilidade, teoricamente se a dimensão tender para zero o valor calculado tende para o valor que seria observado num ensaio real. Todavia este método exhibe duas limitações, o cálculo é lento para partições muito finas e o resultado da permeabilidade equivalente é apresentado nas direções ortogonais ao invés de um tensor completo.

4. CASO DE ESTUDO

O caso de estudo subdivide-se em duas partes. Na primeira parte consideraram-se fraturas com estatísticas de orientação sintéticas, primeiro com orientação aleatória e depois com orientações baseadas em duas famílias sub-verticais e perpendiculares entre si. A abertura e a área das fraturas foram sempre constantes. Geraram-se as soluções do tensor de permeabilidade pelo método de Oda e pelo método de upscaling, tendo-se comparado os resultados para a mesma rede de fraturas.

Na segunda parte dos testes, optou-se pela utilização de dados de FMI reais de um poço de um reservatório fraturado, de forma a perceber quais os resultados do tensor de permeabilidade e a porosidade na situação real de uma formação produtiva. As famílias, respetiva orientação e intensidade foram retiradas dos dados, a abertura foi considerada constante e a área das fraturas foi assumida como tendo uma lei de potência do comprimento dos lados. Para a determinação do tensor de permeabilidade equivalente utilizou-se apenas o método de Oda.

Para validar os resultados da permeabilidade do FROM3D-K que foi desenvolvido e utilizado pela primeira vez no contexto deste trabalho, foram calculados alguns valores de permeabilidade equivalente com o *software* Move® (pelo método de Oda) que são mostrados sobrepostos num dos gráficos seguidamente apresentados.

4.1 DADOS SINTÉTICOS

Para o primeiro conjunto de testes de simulação de fraturas com estatísticas sintéticas e avaliação da permeabilidade, pelos métodos de Oda e upscaling de microblocos, considerou-se um bloco de avaliação com 5m de lado e uma região envolvente com mais 1 m de lado, ou seja, com 7m de lado. As fraturas são geradas a partir de um ponto centro de gravidade gerado num cubo região com 7m x 7m x 7m e são avaliadas num cubo com 5m x 5m x 5m. A utilização destes dois cubos pretende ter em conta a interação de fraturas entre blocos adjacentes, ou seja, há sempre fraturas que atravessam os blocos do reservatório e uma fratura pode contribuir para a permeabilidade de vários blocos, assim como a permeabilidade de um bloco resulta de contribuições de fraturas que podem ter o seu centro de gravidade noutro bloco adjacente. A figura 4.1 mostra a posição e dimensão relativa destes blocos.

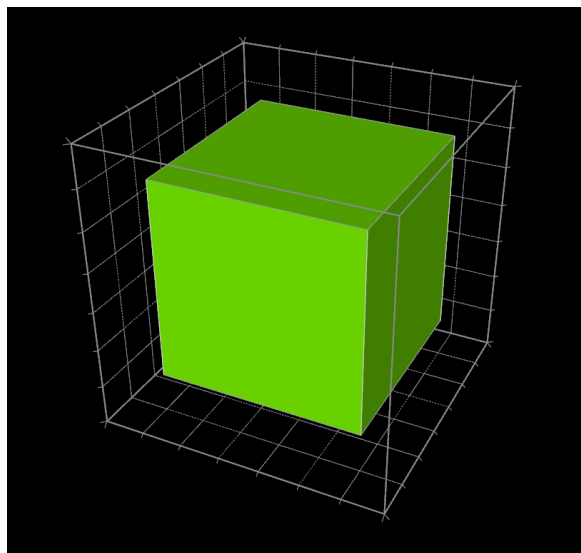


Figura 4.1 - Bloco de avaliação no centro a verde e região envolvente com um metro de margem em cada direção.

Os testes desta primeira fase foram baseados em gerar conjuntos de fraturas por simulação estocástica e avaliar os resultados da permeabilidade, primeiro pelo método da soma dos tensores de permeabilidade de cada fratura (método de Oda) e posteriormente pelo método do upscaling de microblocos. A abertura e a área das fraturas foram simuladas com valores constantes.

No final da geração de cada conjunto de fraturas, são avaliados vários parâmetros geométricos de intensidade onde se incluem a área total de fraturas, a área que está contida no bloco de avaliação, densidade linear de fraturação (P10), a área de fraturas por unidade de volume (P32), e a porosidade ou volume de fratura por unidade de volume (P33). Na avaliação do P10 foram utilizadas 25 linhas de amostragem, posicionadas aleatoriamente, mas paralelas aos eixos coordenados.

No que respeita à orientação das fraturas, na primeira execução consideraram-se fraturas de direção aleatória e na segunda execução consideraram-se duas famílias de fraturas verticais e perpendiculares entre si mais uma fração de fraturas aleatórias.

4.1.1 FRATURAÇÃO ALEATÓRIA

Nesta primeira execução geraram-se fraturas com direção aleatória aproximadas por quadrados de área igual a 1m^2 e abertura constante de 0,1 mm. Na figura 4.2 mostram-se

imagens das primeiras 1000 fraturas simuladas, antes e depois de interseccionadas com o cubo de avaliação.

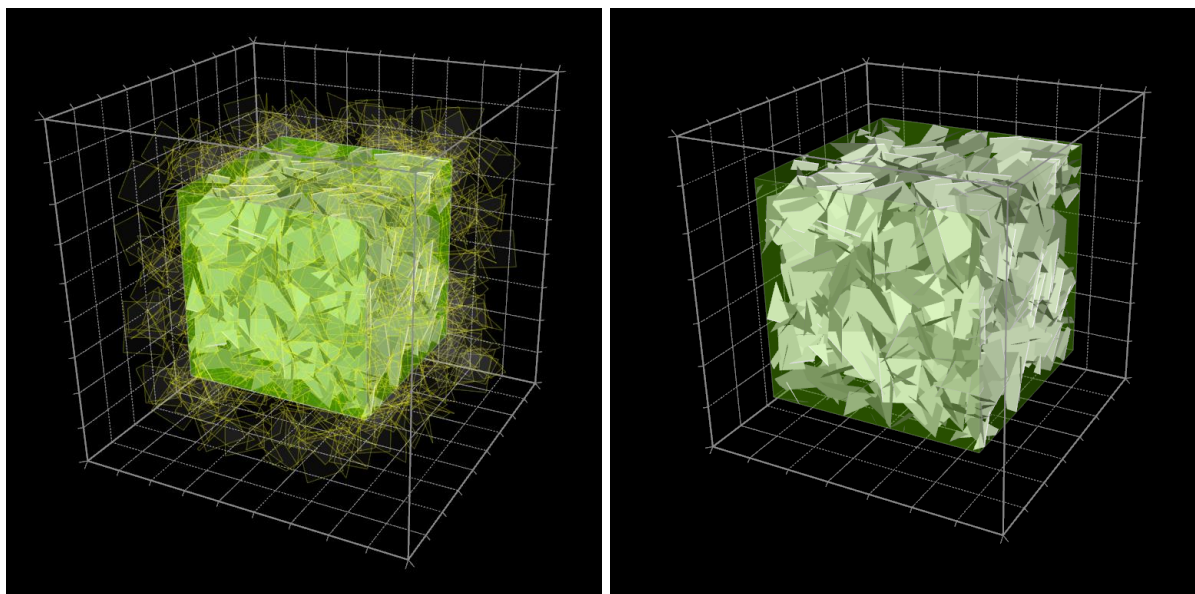


Figura 4.2 - Visualização do primeiro conjunto de 1000 fraturas simuladas: esq) antes da remoção das frações exteriores ao cubo de avaliação; dir) após a remoção das frações exteriores do cubo de avaliação.

A tabela 4.1 mostra os resultados parcelares dos parâmetros geométricos obtidos para um máximo de 200000 fraturas simuladas. Na figura 4.3 mostram-se gráficos que correlacionam as medidas de intensidade de fraturas P10, P32 e P33. A porosidade é o P33 em percentagem.

Tabela 4.1 - Parâmetros geométricos de intensidade dos sucessivos conjuntos de fraturas simuladas.

Nº de fraturas (#)	Área total (m ²)	Área no cubo de avaliação (m ²)	P10 (#/m)	P32 (m ² /m ³)	P33 (m ³ /m ³)	Porosidade (%)
1000	1000	377	0,912	3,014	0,00030	0,030
2000	2000	725	1,832	5,801	0,00058	0,058
5000	5000	1817	4,096	14,535	0,00145	0,145
7000	7000	2519	6,032	20,153	0,00202	0,202
10000	10000	3637	8,544	29,098	0,00291	0,291
20000	20000	7314	17,510	58,514	0,00585	0,585
50000	50000	18340	45,096	146,722	0,01467	1,467
100000	100000	36488	88,616	291,906	0,02919	2,919
200000	200000	73232	178,380	585,858	0,05859	5,859

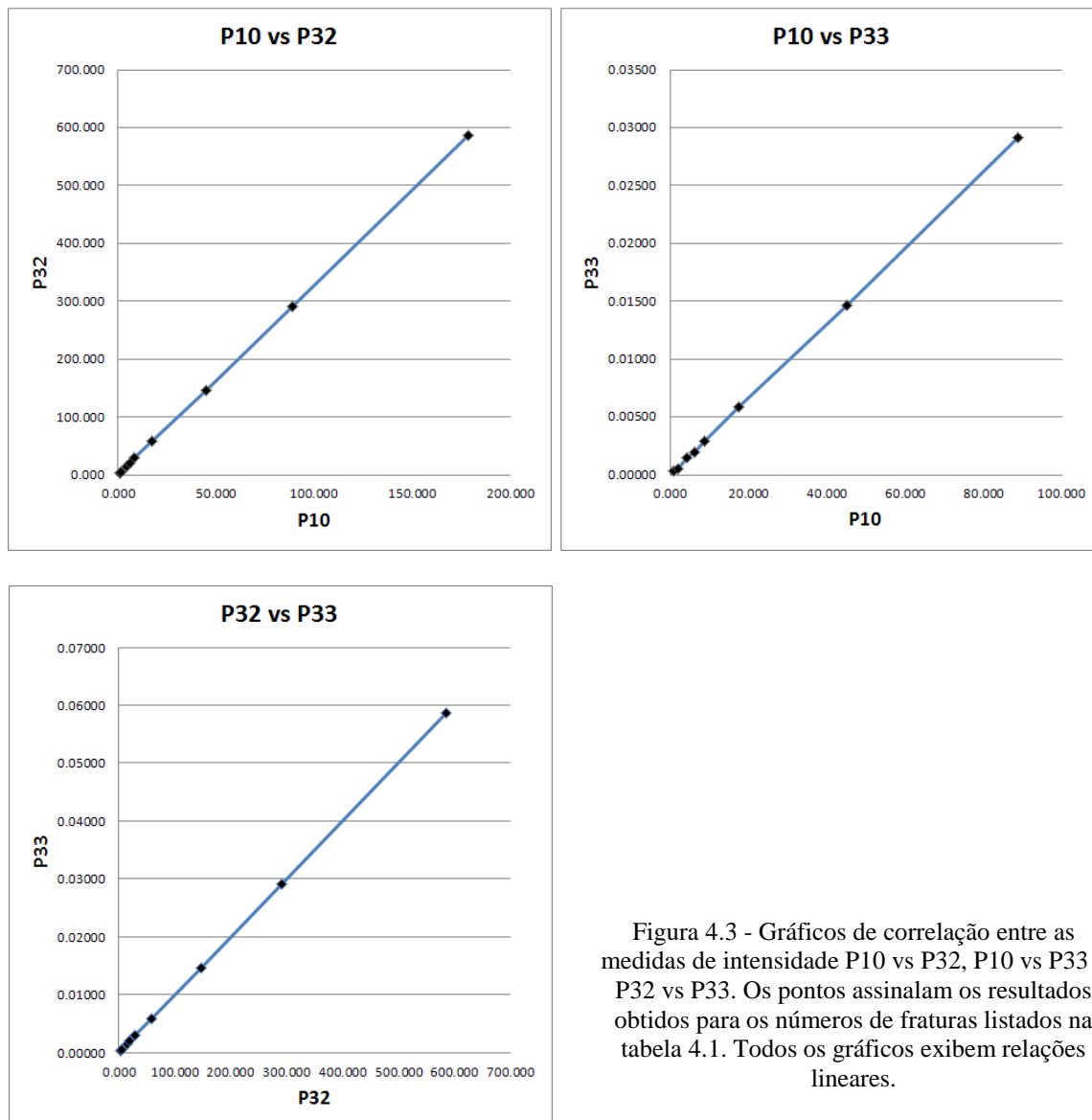


Figura 4.3 - Gráficos de correlação entre as medidas de intensidade P10 vs P32, P10 vs P33 e P32 vs P33. Os pontos assinalam os resultados obtidos para os números de fraturas listados na tabela 4.1. Todos os gráficos exibem relações lineares.

Estes primeiros resultados mostram que a fração da área das fraturas no interior do bloco de avaliação corresponde a 36,62% da área total das fraturas simuladas ($100 \times 73232/200000$) que é praticamente igual à relação de volumes entre o bloco de avaliação (125 m^2) e o bloco região (343 m^2) que é 36,44%. Também mostram que a correlação obtida entre as medidas de intensidade P10, P32 e P33 é linear, o que está de acordo com o esperado. Seguidamente procedeu-se à avaliação da permeabilidade.

4.1.1.1 Método de Oda

Os conjuntos de fraturas simulados na etapa anterior foram avaliados no que respeita à permeabilidade equivalente com o método de Oda cujos resultados do tensor, valores

máximos e mínimos e coeficiente de anisotropia estão sintetizados na tabela 4.2. Na figura 4.4 mostram-se os resultados máximo e mínimo do tensor de permeabilidade vs item de intensidade P32.

Tabela 4.2 - Resultados do tensor de permeabilidade para os conjuntos de fraturas simulados previamente.

Nº de fraturas (#)	Permeabilidade (darcy)								Anisotropia k_{max}/k_{min}
	k_{xx}	k_{xy}	k_{xz}	k_{yy}	k_{yz}	k_{zz}	k_{max}	k_{min}	
1000	0,171	-0,001	-0,004	0,173	0,000	0,165	0,173	0,165	1,048
2000	0,333	-0,001	-0,002	0,338	-0,004	0,308	0,338	0,308	1,097
5000	0,830	-0,008	-0,008	0,846	-0,008	0,778	0,846	0,778	1,087
7000	1,150	-0,004	-0,007	1,180	-0,006	1,073	1,180	1,073	1,100
10000	1,671	-0,007	-0,008	1,688	-0,014	1,555	1,688	1,555	1,086
20000	3,360	0,004	-0,022	3,402	-0,013	3,121	3,402	3,121	1,090
50000	8,453	-0,022	-0,068	8,508	-0,013	7,816	8,508	7,816	1,089
100000	16,861	0,055	-0,023	16,861	-0,035	15,574	16,861	15,574	1,083
200000	33,875	0,027	-0,034	33,879	-0,019	31,182	33,879	31,182	1,086

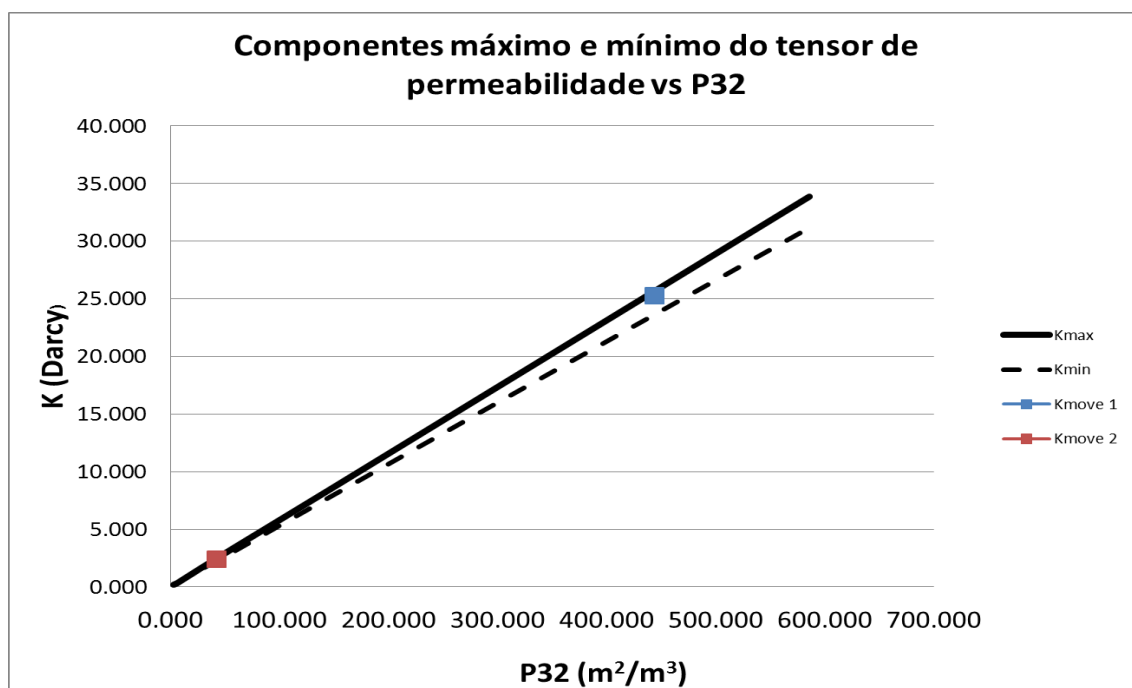


Figura 4.4 - Gráfico dos valores máximo e mínimo do tensor de permeabilidade vs P32. Os pontos de cor vermelha e azul representam os resultados obtidos através do *software* Move® e validam os resultados do programa informático FROM3D-K.

Estes resultados mostram que:

- As componentes k_{xx} , k_{yy} e k_{zz} dos valores de permeabilidade são todas linearmente proporcionais à intensidade P32;
- Os resultados de permeabilidade são praticamente isotrópicos o que está de acordo com o fato de ter sido utilizada uma rede de fratura com orientação aleatória;
- As soluções obtidas pelo *software* Move® são semelhantes ou iguais às que se obtêm pelo FROM3D-K (pontos a azul e vermelho no gráfico da figura 4.4).

4.1.1.2 Método de upscaling

Para aplicar este método, tal como foi referido, é necessário considerar um valor isotrópico para a permeabilidade da matriz e outro para a permeabilidade da fratura que intersecta o microbloco. Para a permeabilidade da matriz utilizou-se o valor 0,0001 darcy. Para a permeabilidade que é a contribuição de cada fratura considerou-se um valor constante igual à área média com que uma fratura intersecta um microbloco.

Para determinar a área média com que uma fratura gerada no bloco região de 7m x 7m x 7m intersecta um microbloco foi feito um teste prévio, onde foram geradas 1000000 fraturas tendo sido avaliadas as áreas interiores a hipotéticos microblocos com arestas variáveis de 0,01m, 0,025m, 0,05m, 0,1m, 0,2m e 0,5m. Os resultados deste teste estão listados na tabela 4.3, nomeadamente as áreas médias e máxima, a porosidade e a permeabilidade de um microbloco com uma fratura contribuinte de área igual à área média. A permeabilidade foi estimada com as equações apresentadas no capítulo 3, em função da área e abertura da fratura e da dimensão do microbloco, e foi assumida como isotrópica.

Na figura 4.5 representam-se os valores de área média e máxima das fraturas que intersectam um microbloco em função do comprimento da aresta do microbloco e na figura 4.6 a porosidade e permeabilidade de um microbloco com uma fratura também em função do comprimento da aresta do microbloco.

Tabela 4.3 - Resultados dos testes de avaliação da área média de fraturas que estão contidas num microbloco e valores calculados para a porosidade e permeabilidade.

Geometria do microbloco			Área média das fraturas que interseam o microbloco (m ²)	Área máxima das fraturas que interseam o microbloco (m ²)	Porosidade para uma abertura de 0,0001m (%)	Permeabilidade equivalente de um microbloco com uma fratura área média (darcy)
Lado (m)	Área da face (m ²)	Volume (m ³)				
0,010	0,000100	0,000001	0,00007	0,000128	0,6544	5,525878262
0,025	0,000625	0,000016	0,00039	0,000837	0,2484	2,097642382
0,050	0,0025	0,000125	0,00146	0,003319	0,1168	0,986057161
0,100	0,01	0,001000	0,00545	0,013727	0,0545	0,459938615
0,200	0,04	0,008000	0,01921	0,053536	0,0240	0,20275701
0,500	0,25	0,125000	0,07757	0,335761	0,0062	0,052397025

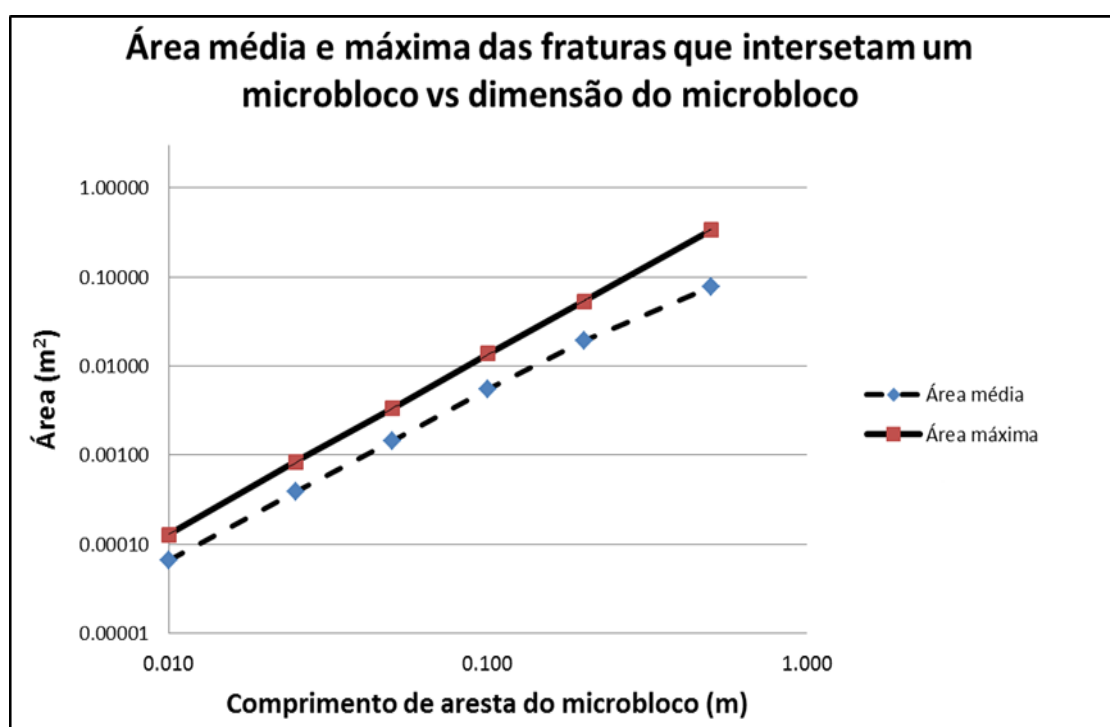


Figura 4.5 - Gráfico dos valores de área média e máxima das fraturas que interseam um microbloco em função do comprimento da aresta do microbloco numa representação log/log.

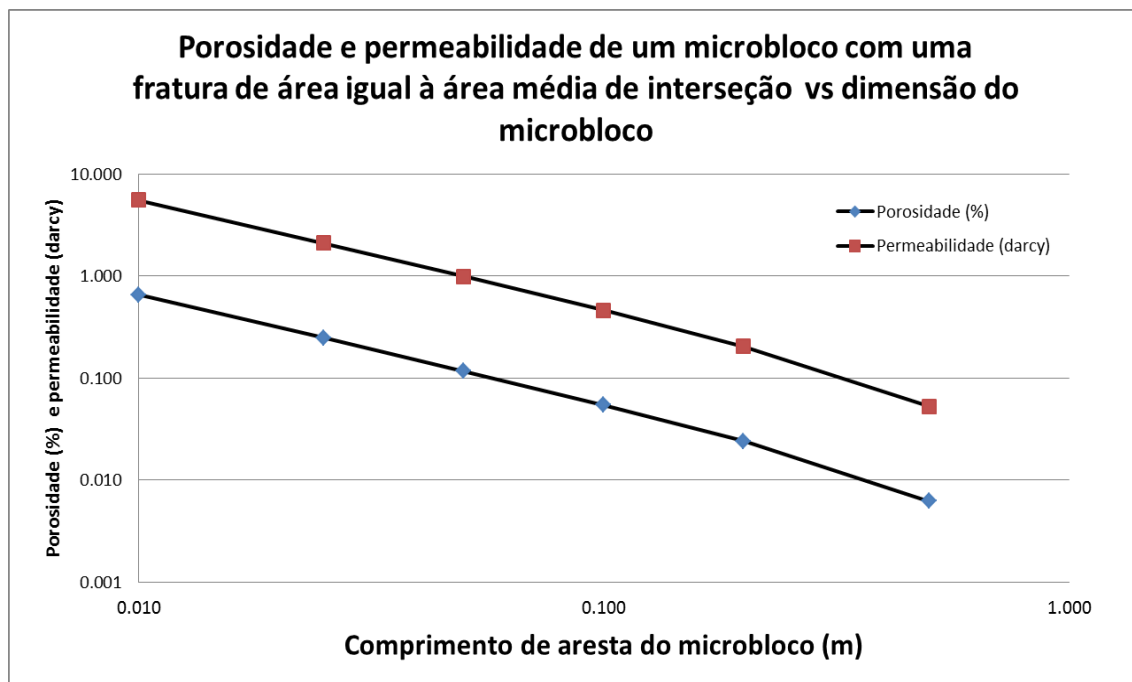


Figura 4.6 - Gráfico dos valores de porosidade e permeabilidade de um microbloco com uma fratura de área igual à área média de interseção vs dimensão do microbloco em representação log/log.

Estes resultados mostram que existe uma relação linear num gráfico log/log entre estas medidas e o lado do microbloco, ou seja, é uma relação do tipo potência ax^b . Basicamente, a área de uma fratura que intersesta um microbloco aumenta com a dimensão do microbloco mas a porosidade e permeabilidade diminuem de forma consistente porque o microbloco aumenta mais rapidamente de volume. Os valores da permeabilidade do microbloco, calculados como resultantes da contribuição unitária de uma fratura, são os que vão ser utilizados para quantificar a contribuição de uma fratura num microbloco.

Foram gerados os valores de tensor de permeabilidade equivalente para as direções paralelas aos eixos coordenados X, Y e Z. Para a análise utilizou-se a partição mais densa de microblocos que permite obter uma solução em tempo razoável e que foi a de 0,05m. Com esta partição, o bloco de avaliação é subdividido num milhão de microblocos, ou seja, numa partição de 100 x 100 x 100.

Na tabela 4.4 mostram-se os valores obtidos para a permeabilidade com o método de upscaling e mostram-se também os valores máximos e mínimos obtidos com o método de Oda. Na figura 4.7 mostram-se graficamente os valores máximos obtidos pelos dois métodos em função do número de fraturas.

Tabela 4.4 - Resultados da permeabilidade obtidos com o método de upscaling de microblocos e comparação com os valores obtidos com o método do tensor ou de Oda.

Nº de fraturas (#)	Método de upscaling						Método de Oda	
	k_x (darcy)	k_y (darcy)	k_z (darcy)	k_{\max} (darcy)	k_{\min} (darcy)	Anisotropia k_{\max}/k_{\min}	K_{\max} (darcy)	K_{\min} (darcy)
1000	0,000124	0,000124	0,000124	0,000124	0,000124	1,000	0,173	0,165
2000	0,000151	0,000151	0,000150	0,000151	0,000150	1,007	0,338	0,308
5000	0,000283	0,000283	0,000281	0,000283	0,000281	1,007	0,846	0,778
7000	0,000538	0,000717	0,000534	0,000717	0,000534	1,342	1,180	1,073
10000	0,001053	0,001881	0,001065	0,001881	0,001053	1,786	1,688	1,555
20000	0,750	0,773	0,701	0,773	0,701	1,102	3,402	3,121
50000	8,708	8,713	8,709	8,713	8,708	1,001	8,508	7,816
100000	18,578	18,576	18,577	18,578	18,576	1,000	16,861	15,574
200000	38,280	38,290	38,270	38,290	38,270	1,001	33,879	31,182

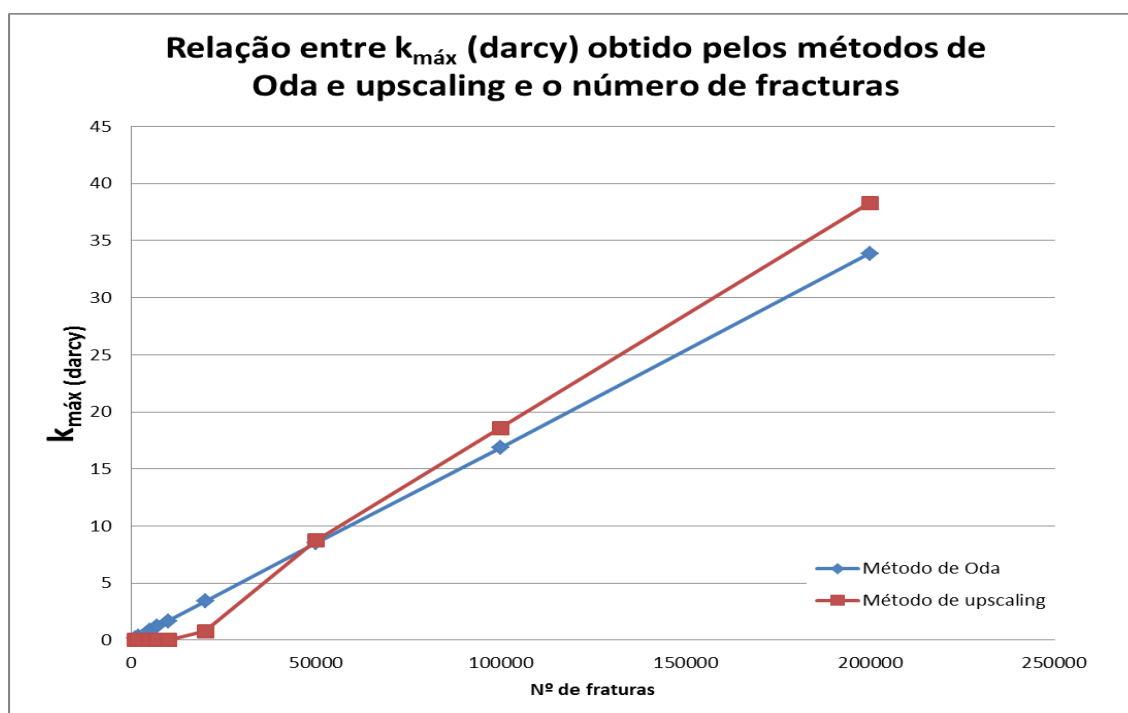


Figura 4.7 - Gráfico dos valores permeabilidade obtidos pelos métodos de Oda e de upscaling em função do número de fraturas simuladas para o exemplo com uma família de fraturas de orientação aleatória.

Este gráfico de síntese mostra que a permeabilidade calculada pelo método de Oda é sempre função linear do número de fraturas, o que não acontece com o método de upscaling. Para densidades de fratura baixas, o método de Oda é mais otimista do que o método de upscaling, e para intensidade superiores o método de upscaling torna-se mais otimista. A intensidade de transição (P32) é, para este exemplo, cerca de $150 \text{ m}^2/\text{m}^3$.

4.1.2 DUAS FAMÍLIAS DE FRATURAS MAIS FRATURAÇÃO ALEATÓRIA

Neste segundo teste geraram-se três famílias de fraturas, duas são verticais e paralelas aos planos coordenados, respectivamente xoz e $yozy$, e a terceira tem orientação aleatória. A proporção das fraturas é de 0,2 para a orientação aleatória e igualmente repartida a 0,4 para as duas famílias verticais. Também, neste exemplo, simularam-se quadrados de área 1m^2 e abertura constante de 0,1 mm. Na figura 4.8 mostram-se imagens do primeiro conjunto de 1000 fraturas simuladas para o cubo de simulação e para o cubo de avaliação.

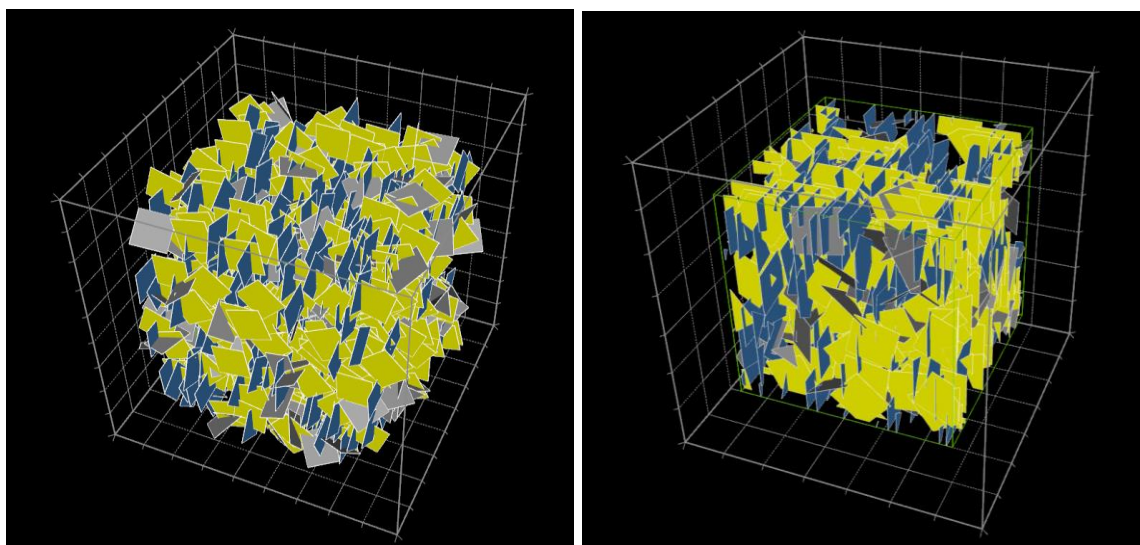


Figura 4.8 - Visualização do primeiro conjunto de 1000 fraturas simuladas: esq) antes da remoção das frações exteriores ao cubo de avaliação; dir) após a remoção das frações exteriores do cubo de avaliação. As três famílias são representadas por cores diferentes, a azul e amarelo as paralelas aos eixos coordenados e a cinza as de orientação aleatória.

A tabela 4.5 evidencia os resultados parcelares dos parâmetros geométricos obtidos para 200000 fraturas simuladas. Na figura 4.9 mostram-se gráficos que correlacionam as medidas de intensidade de fraturas P10, P32 e P33.

Tabela 4.5 - Parâmetros geométricos de intensidade dos sucessivos conjuntos de fraturas simuladas.

Nº de fraturas (#)	Área total (m ²)	Área no cubo de avaliação (m ²)	P10 (#/m)	P32 (m ² /m ³)	P33 (m ³ /m ³)	Porosidade (%)
1000	1000	348	0,848	2,780	0,00028	0,023
2000	2000	719	1,072	5,754	0,00058	0,058
5000	5000	1846	2,944	14,768	0,00148	0,148
7000	7000	2528	4,456	20,227	0,00202	0,202
10000	10000	3643	5,200	29,141	0,00291	0,291
20000	20000	7350	12,304	58,797	0,00588	0,588
50000	50000	18286	33,816	146,290	0,01463	1,463
100000	100000	36448	62,672	291,583	0,02916	2,916
200000	200000	73114	137,304	584,910	0,05849	5,849

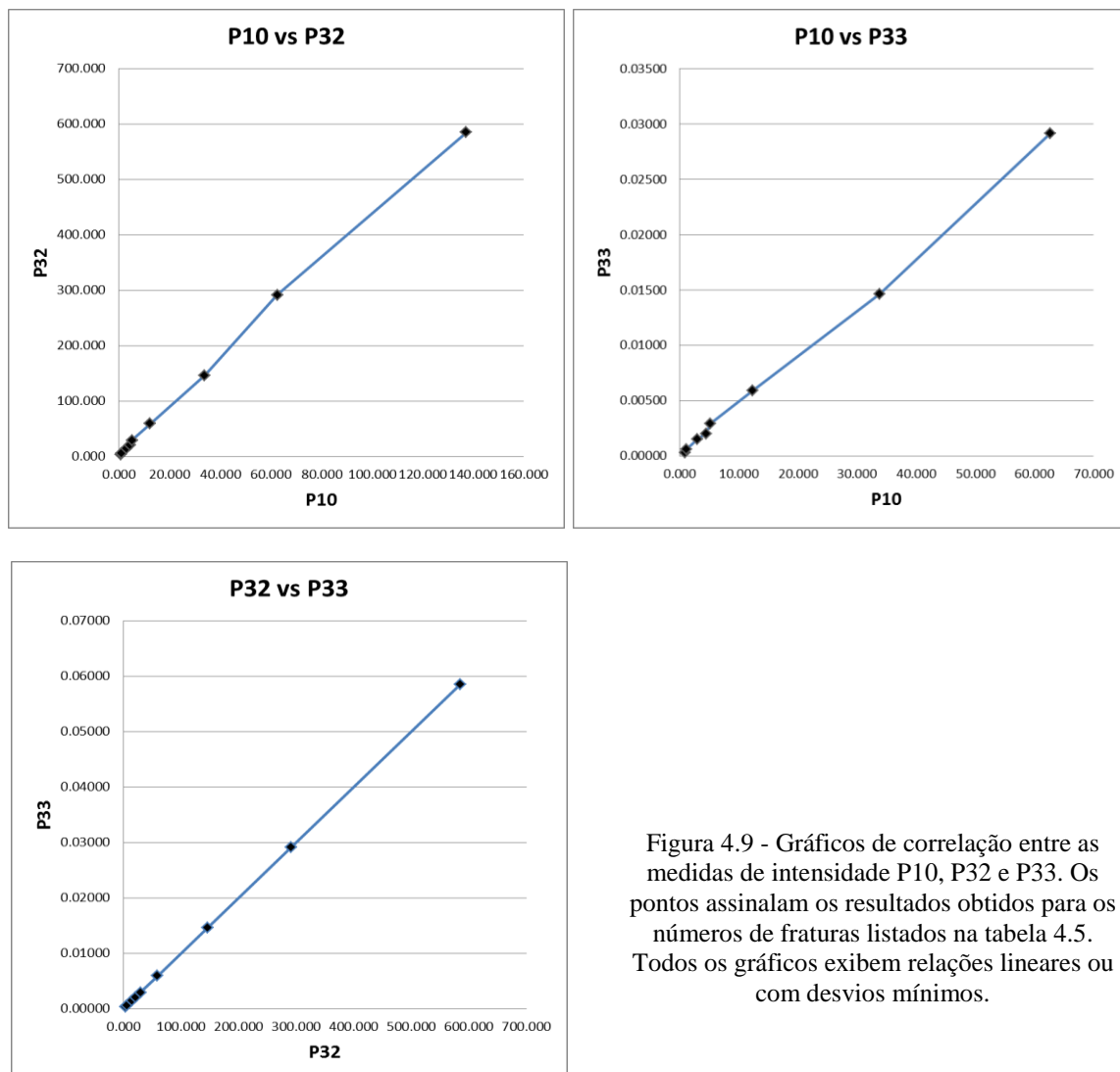


Figura 4.9 - Gráficos de correlação entre as medidas de intensidade P10, P32 e P33. Os pontos assinalam os resultados obtidos para os números de fraturas listados na tabela 4.5. Todos os gráficos exibem relações lineares ou com desvios mínimos.

A tabela 4.5 mostra que a fração de área das fraturas no interior do bloco de avaliação é de 36,56% da área total das fraturas simuladas ($100 \times 73114/200000$) que é ainda mais próximo da relação de volumes entre o bloco de avaliação e o bloco região que como calculado anteriormente é de 36,44%. Também mostram que a correlação obtida entre as medidas de intensidade P10, P32 e P33 é linear ou com desvios menores.

Na tabela 4.6 comparam-se os valores finais de P10, P32 e P33 referentes às 20000 fraturas nos dois testes já efetuados. Observa-se que o P32 (área de fratura por unidade de volume) e P33 (volume de fratura por unidade de volume) são iguais o que está de acordo com o facto de todas as fraturas simuladas terem a mesma área e abertura. No caso do P10 os valores são significativamente mais baixos na simulação com três famílias porque duas dessas famílias são paralelas às linhas de amostragem utilizadas. Como a geração das linhas de amostragem é aleatória segundo as três direções principais, o fato de haver um plano coordenado *xoy* que não tem fraturas simuladas gera enviesamento na amostragem do P10. Esta observação enfatiza a questão da representatividade da direção das linhas de amostragem versus a orientação das fraturas.

Tabela 4.6 - Comparação entre os valores de P10, P32 e P33 nos dois exemplos já efectuados.

	Uma família aleatória	Três famílias, 2 verticais e uma aleatória
P10	178,380	137,304
P32	585,858	584,910
P33	0,05859	0,05849

Para a avaliação da permeabilidade utilizaram-se os dois métodos já referidos ao longo do documento.

4.1.2.1 Método de Oda

Os conjuntos de fraturas simulados na etapa anterior foram avaliados com o método do tensor ou de Oda, e cujos resultados do tensor encontram-se sintetizados na tabela 4.7. Na figura 4.9 mostram-se os resultados das permeabilidades máximo e mínimo do tensor correlacionado com o fator de intensidade de fraturação P32.

Tabela 4.7 - Resultado dos tensores de permeabilidade para os conjuntos de fraturas simulados previamente

Nº de fraturas (#)	Permeabilidade (darcy)								Anisotropia k_{max}/k_{min}
	k_{xx}	k_{xy}	k_{xz}	k_{yy}	k_{yz}	k_{zz}	k_{max}	k_{min}	
1000	0,120	0,000	0,000	0,136	0,001	0,214	0,214	0,120	1,783
2000	0,266	0,001	-0,001	0,263	-0,001	0,442	0,442	0,263	1,681
5000	0,687	0,001	-0,006	0,679	-0,006	1,127	1,127	0,679	1,660
7000	0,923	0,000	-0,001	0,942	-0,002	1,551	1,551	0,923	1,680
10000	1,374	-0,008	-0,009	1,330	-0,008	2,217	2,217	1,330	1,667
20000	2,758	0,007	0,002	2,726	0,002	4,445	4,445	2,726	1,631
50000	6,742	-0,003	-0,004	6,847	-0,011	11,116	11,116	6,742	1,649
100000	13,552	0,010	-0,020	13,507	-0,004	22,179	22,179	13,507	1,642
200000	27,153	-0,020	0,006	27,142	-0,026	44,468	44,468	27,142	1,638

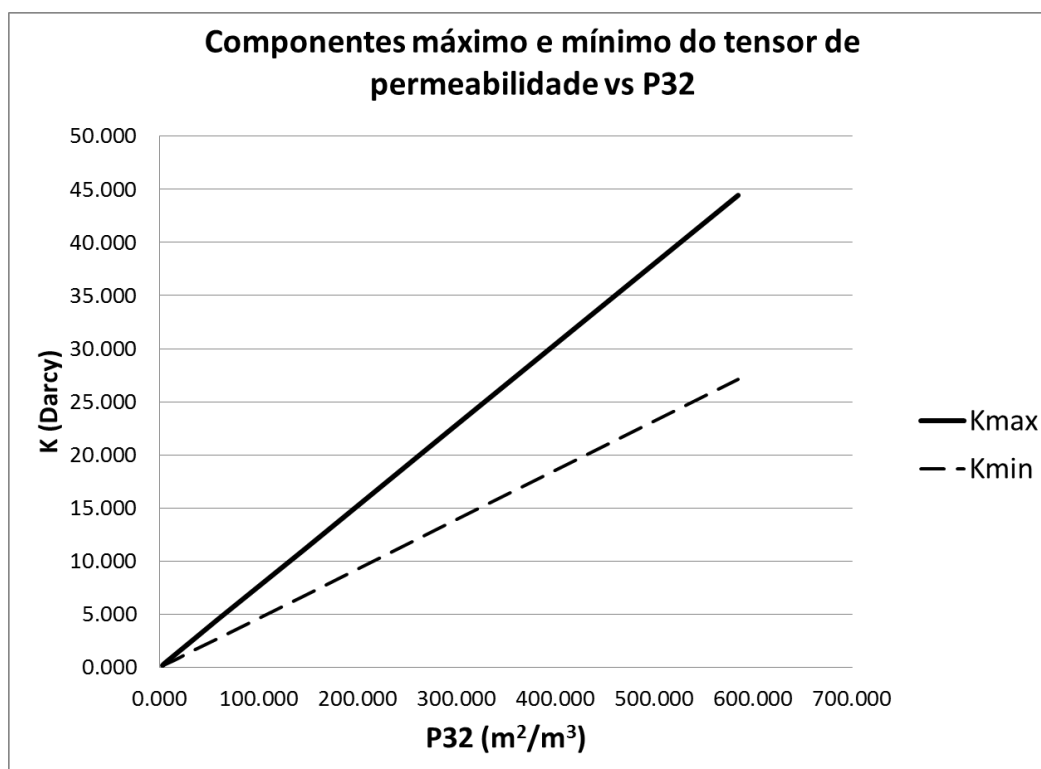


Figura 4.10 - Gráfico dos valores máximo e mínimo do tensor de permeabilidade vs P32.

Estes resultados mostram que:

- As componentes principais do tensor de permeabilidade (k_{xx} , k_{yy} e k_{zz}) mantêm-se linearmente proporcionais à intensidade P32;

- Existe uma razoável anisotropia na permeabilidade entre as direções horizontal e vertical fruto da preponderância das fraturas com direções verticais provocando tendência de escoamento favorável para essa direção. No caso de não terem sido simuladas fraturas com direção aleatória (cerca de 20% do total), seria de esperar que a relação de anisotropia fosse da ordem das duas vezes.

4.1.2.2 Método de upscaling

Neste teste, e tal como no anterior, para a permeabilidade da matriz utilizou-se o valor constante de 0,0001 darcy e para a permeabilidade da fratura utilizou-se a relação entre a abertura, a área média de interseção e o volume do microbloco. Os resultados do teste de avaliação da área média estão apresentados na tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Resultados dos testes de avaliação da área média de fraturas que estão contidas num microbloco e valores calculados para a porosidade e permeabilidade.

Geometria do microbloco			Área média das fraturas que intersectam o microbloco (m ²)	Área máxima das fraturas que intersectam o microbloco (m ²)	Porosidade para uma abertura de 0,0001m (%)	Permeabilidade equivalente de um microbloco com uma fratura área média (darcy)
Lado (m)	Área da face (m ²)	Volume (m ³)				
0,010	0,000100	0,000001	0,00009	0,000113	0,941136	7,946716
0,025	0,000625	0,000016	0,00055	0,000746	0,351360	2,966796
0,050	0,002500	0,000125	0,00213	0,003225	0,170750	1,441769
0,100	0,01	0,001000	0,00747	0,013385	0,074700	0,630748
0,200	0,04	0,008000	0,02391	0,048692	0,029883	0,252320
0,500	0,25	0,125000	0,09719	0,328514	0,007775	0,065650

Comparativamente aos anteriores, nota-se que os valores da área média são sistematicamente mais elevados (cerca de 30%), o que é explicado pelo facto de terem sido simuladas muitas fraturas com forma quadrada, paralelas às faces do cubo de análise, logo com menores frações na zona de remoção.

Na figura 4.11 representam-se a área média e máxima das fraturas que intersectam um microbloco em função do comprimento da aresta do microbloco e na figura 4.12, a

porosidade e permeabilidade de um microbloco com uma fratura também em função do comprimento da aresta do microbloco.

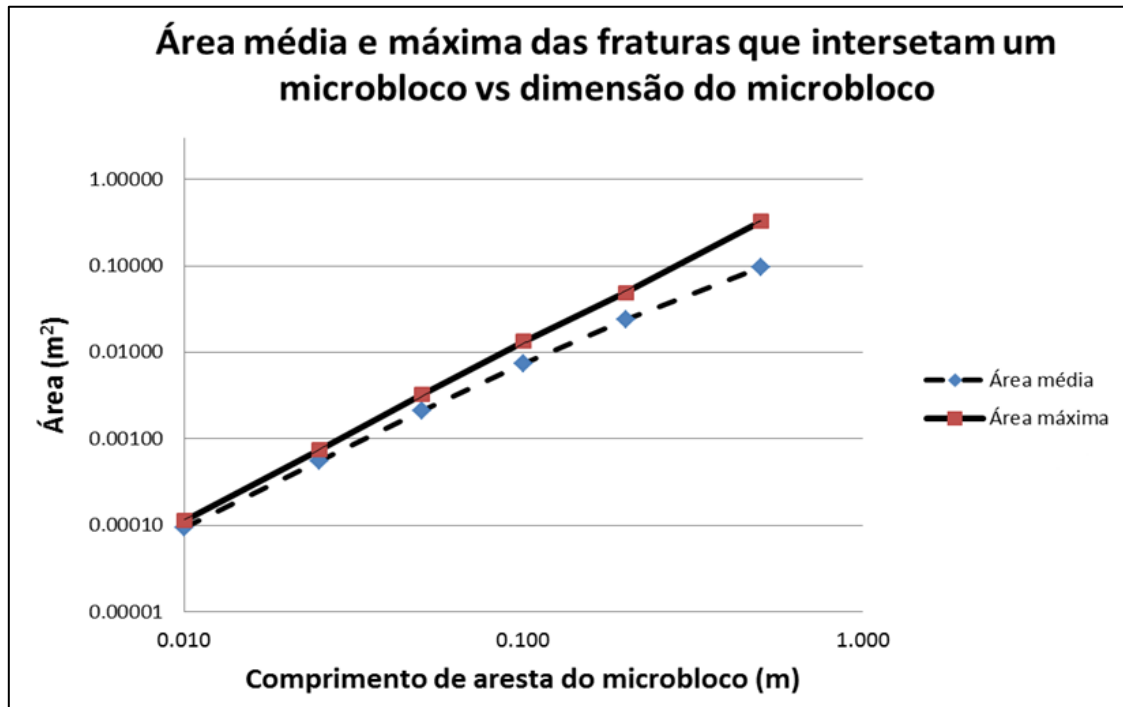


Figura 4.11 - Gráfico dos valores de área média e máxima das fraturas que interseccionam um microbloco em função do comprimento da aresta do microbloco numa representação log/log.

Novamente, os resultados apresentam comportamento linear no gráfico log/log entre estas medidas e o lado do microbloco, ou seja, uma relação do tipo potência ax^b . A explicação, já referida anteriormente, é que a área de uma fratura que intersecciona um microbloco aumenta com a dimensão do microbloco e a porosidade e permeabilidade diminuem de forma consistente. Os valores da permeabilidade do microbloco como resultantes da contribuição unitária de uma fratura são os que vão ser utilizados no método.

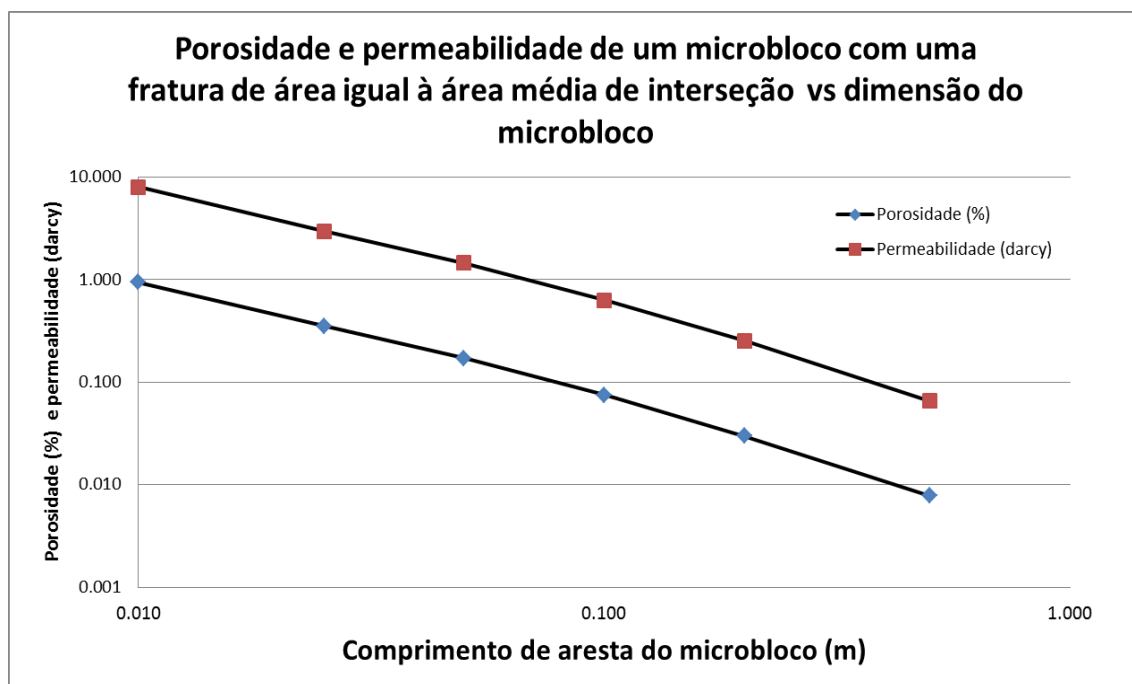


Figura 4.12 - Gráfico dos valores de porosidade e permeabilidade de um microbloco com uma fratura de área igual à área média de interseção vs dimensão do microbloco em representação log/log.

Na tabela 4.9 mostram-se os valores obtidos para a permeabilidade e mostram-se também os valores máximos e mínimos obtidos com o método de Oda. Na figura 4.13 representam-se os valores de permeabilidade obtidos pelos dois métodos em função do número de fraturas simulado.

Tabela 4.9 - Resultados da permeabilidade obtidos com o método de upscaling de microblocos e comparação com os valores obtidos com o método do tensor ou de Oda.

Nº de fraturas (#)	Método de upscaling							Método de Oda	
	k_x (darcy)	k_y (darcy)	k_z (darcy)	$k_{máx}$ (darcy)	$k_{mín}$ (darcy)	Anisotropia k_x/k_y	Anisotropia $\max\{k_x, k_y\}/k_z$	$k_{máx}$ (darcy)	$k_{mín}$ (darcy)
1000	0,00012	0,000120	0,000122	0,000122	0,000119	1.008	1.017	0,214	0,120
2000	0,00014	0,000146	0,000150	0,000150	0,000145	1.007	1.027	0,442	0,263
5000	0,00027	0,000275	0,002210	0,002210	0,000267	1.030	8.036	1,127	0,679
7000	0,00039	0,001332	0,012561	0,012561	0,000391	3.407	9.430	1,551	0,923
10000	0,01296	0,010266	0,080998	0,080998	0,010266	1.263	6.249	2,217	1,330
20000	0,79337	0,746691	1,666540	1,666540	0,746691	1.063	2.101	4,445	2,726
50000	10,48624	10,482103	10,678156	10,678156	10,482103	1.000	1.018	11,116	6,742
100000	22,88706	22,891888	22,996712	22,996712	22,887062	1.000	1.005	22,179	13,507
200000	47,39814	47,400078	47,491959	47,491959	47,398140	1.000	1.002	44,468	27,142

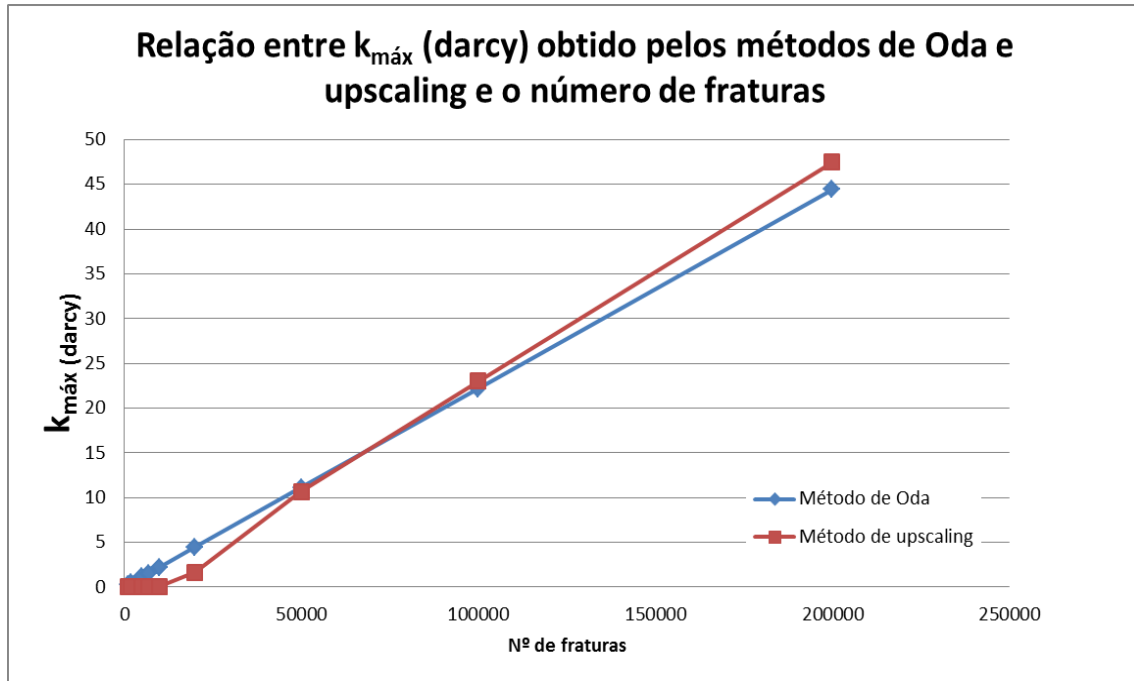


Figura 4.13 - Gráfico dos valores permeabilidade obtidos pelos métodos de Oda e de upscaling em função do número de fraturas simuladas para o exemplo com três famílias de fraturas.

Os resultados comparados mostram que o método de Oda tem comportamento linear, proporcional à intensidade de fraturas, enquanto o método de upscaling tem comportamento não linear semelhante ao do caso anterior.

Os resultados obtidos pelo método de upscaling são para alguns números de fraturas estranhos, nomeadamente no registo da anisotropia, e sugerem algum eventual erro que todavia não se confirmou num exame detalhado dos resultados. Esta anisotropia observou-se sempre mesmo em simulações iniciadas com outra semente. A evolução dos resultados em função da intensidade de fraturação sugerem que:

- Para baixas intensidades de fraturação, como mostram as simulações com 1000 e 2000 fraturas, os quadrados preenchem mal o volume de estudo e têm pouca continuidade (cada quadrado tem apenas 1 m² de área cerca de 1/25 da área do cubo de referência) por isso o método de upscaling à base de médias harmónicas e aritméticas não consegue discriminar qualquer anisotropia e prevalecem os valores da matriz.
- À medida que a intensidade de fraturação aumenta, observa-se primeiro um exagero na anisotropia (cerca de 9x) e depois a tendência para a isotropia. Os valores exagerados de anisotropia sugerem que o crescimento das curvas não se inicia no

mesmo ponto, ou seja, a intensidade de fraturação crítica onde as fraturas começam a funcionar em rede não ocorre para a mesma intensidade de fraturação nas várias direções. Quando a intensidade de fraturação aumenta muito, a malha de microblocos não tem resolução suficiente para discretizar as fraturas e apresenta o resultado como isotrópico, porque o valor no microbloco foi tratado como isotrópico.

4.2 DADOS FMI DE POÇO

Neste exemplo considera-se a avaliação a partir dos dados de FMI de um poço com a designação Mercúrio. Por razões de confidencialidade, as coordenadas e os ângulos sofreram uma translação que não altera o essencial da avaliação que vai ser feita. A avaliação foi feita apenas pelo método de Oda.

4.2.1 ANÁLISE ESTATÍSTICA DA FRATURAÇÃO

Os dados FMI foram são fornecidos já processados em Excel com as colunas X, Y, MD (m), azimuth, inclinação. Cada linha da tabela de dados representa uma fratura. Foram identificadas 128 fraturas ao longo de 65 metros de um poço vertical.

Para a análise estatística das famílias estes dados foram importados para o *software* Move®, tendo-se representado os polos numa projeção estereográfica (figura 4.14). O gráfico sugere a existência de uma família mais abundante (F1), outra de menor importância (F2) e algumas fraturas aleatórias (FA) (tabela 4.10).

Tabela 4.10 - Ângulos médios de azimuth e inclinação das três famílias identificadas.

	Inclinação	Azimuth
Família 1 (F1)	77,6°	309,2°
Família 2 (F2)	61,7°	53,9°
Família aleatória (FA)	-	-

Na tabela 4.11 apresentam-se o número de fraturas, as proporções relativas e o índice de intensidade P10 por família e por intervalo e totais. Na análise foram considerados 13 intervalos de profundidade de 5m cada, entre os 500m e os 565 m, pelo que os blocos em análise terão a forma de um cubo com a mesma dimensão de 5m x 5m x 5m.

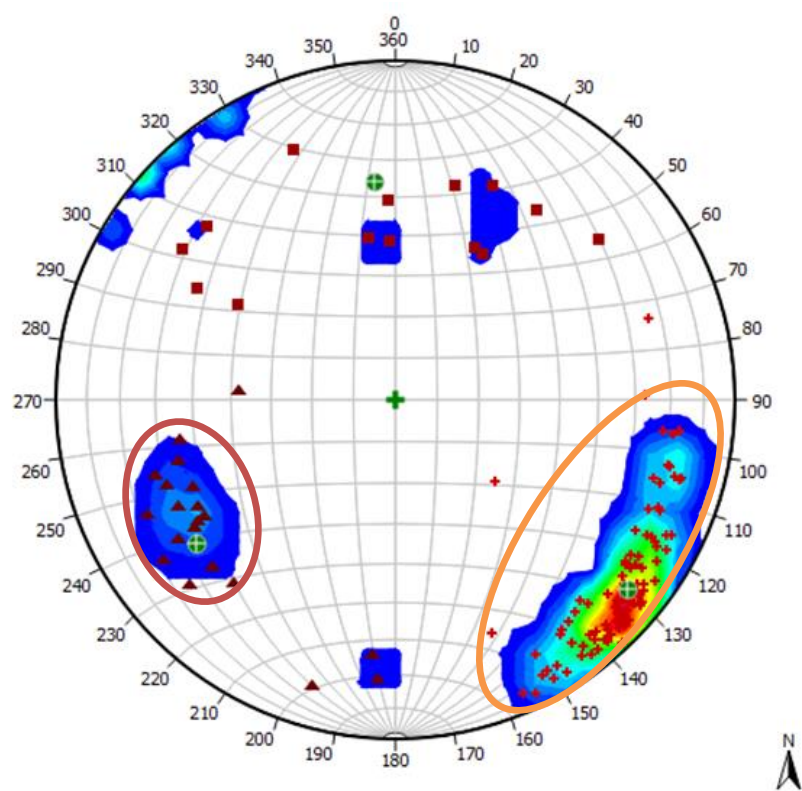


Figura 4.14 - Projeção estereográfica dos polos dos planos das 128 fraturas, manchas de iso-intensidade de fraturas e subdivisão por três famílias.

Tabela 4.11 - Intervalos de profundidade, número de fraturas, proporções relativas e P10 por família e por intervalo e totais.

Bloco (m)			Número de fraturas (#)				Proporções relativas			P10 (#/m)			
ID	Z _{máx}	Z _{min}	F1	F2	FA	Total	F1	F2	FA	F1	F2	FA	Total
1	565	560	3	11	12	26	0,12	0,42	0,46	0,6	2,2	2,4	5,2
2	560	555	1	4	5	10	0,10	0,40	0,50	0,2	0,8	1	2
3	555	550			1	1	0,00	0,00	1,00			0,2	0,2
4	550	545				0							0
5	545	540				0							0
6	540	535			1	1	0,00	0,00	1,00			0,2	0,2
7	535	530	1		1	2	0,50	0,00	0,50	0,2		0,2	0,4
8	530	525			2	2	0,00	0,00	1,00			0,4	0,4
9	525	520	5			5	1,00	0,00	0,00	1			1
10	520	515	40			40	1,00	0,00	0,00	8			8
11	515	510	20			20	1,00	0,00	0,00	4			4
12	510	505	18			18	1,00	0,00	0,00	3,6			3,6
13	505	500	3			3	1,00	0,00	0,00	0,6			0,6
1-13	565	500	91	15	22	128	0,71	0,12	0,17	1,4	0,2	0,3	2,0

Para este exemplo com dados reais, as fraturas foram aproximadas por quadrados com abertura de 0,0001m e comprimento do lado variável entre 0,1m (mínima dimensão de uma fratura capturada por um log FMI) e 5m (lado do bloco de avaliação) segundo uma lei de potência com expoente -2 (lei fractal). O histograma cumulativo do comprimento do lado encontra-se representado na figura 4.15.

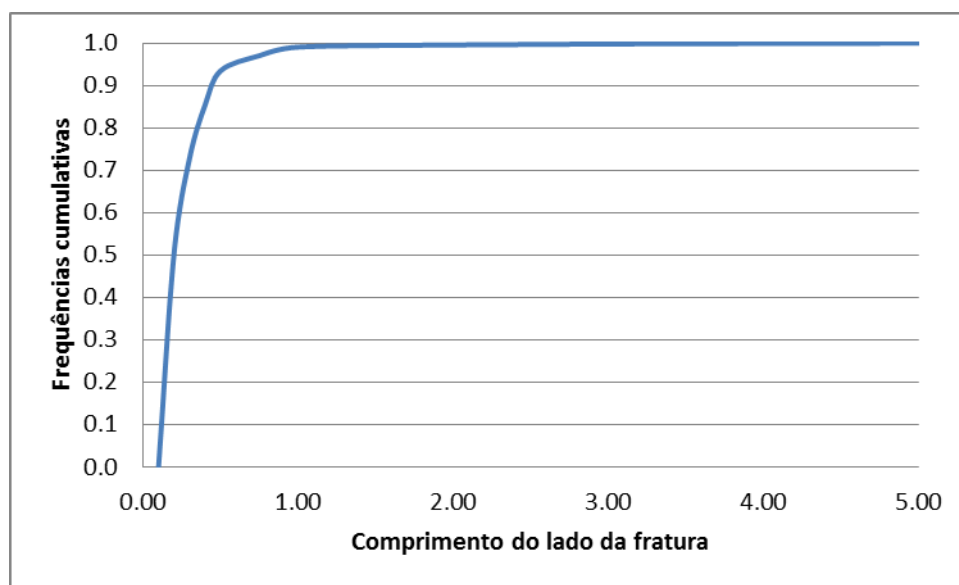


Figura 4.15 - Histograma cumulativo dos comprimentos dos lados dos quadrados que representam as fraturas segundo uma lei de potência.

Foram simuladas fraturas para 13 blocos correspondentes aos intervalos em análise de 5 em 5 metros. O número de fraturas foi calibrado pelo P10 total, tendo sido consideradas as proporções em que várias famílias ocorrem. Na avaliação do P10 do modelo considerou-se sempre linhas de amostragem verticais conforme a direção do poço também vertical.

Os resultados estão listados por bloco na tabela 4.12. São apresentados os valores de P10 do poço (última coluna da tabela 4.11) e os obtidos na simulação, o número de fraturas simuladas, o tensor de permeabilidade, a porosidade, e os valores próprios e vetores próprios do tensor de permeabilidade. Estes últimos representam, respetivamente, a direção com a permeabilidade mais elevada e o respetivo valor, a direção perpendicular a esta com a permeabilidade mais elevada e a respetiva direção e finalmente a direção de menor permeabilidade e o respetivo valor. Estas três direções principais confirmam-se que são ortogonais.

Na figura 4.16 mostram-se os resultados das fraturas simuladas (só para a família mais representativa) e a posição dos vetores próprios para os blocos ID=1, ID=7 e ID=11.

Tabela 4.12 - Síntese de resultados da simulação de fraturas em blocos posicionados ao longo do poço Mercúrio: ID bloco, P10 do poço e calculado, número de fraturas simuladas, tensor de permeabilidade, porosidade, valores próprios e vetores próprios do tensor de permeabilidade.

Bloco ID	P10 (#/m)		Número fraturas	Tensor permeabilidade (darcy)	Porosidade (%)	Valores próprios (darcy)			Vetores próprios
	poço	calculado				λ_1	λ_2	λ_3	
1	5,2	5,18	48200	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$	0,181	1,278	1,057	0,738	$\begin{pmatrix} 0,676 & 0,731 & -0,097 \\ -0,194 & 0,303 & 0,933 \\ 0,711 & -0,612 & 0,365 \end{pmatrix}$
2	2	2,02	18000	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$	0,0665	0,466	0,390	0,265	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$
3	0,2	0,21	1433	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$	0,0047	0,030	0,029	0,019	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$
4	Não fraturado								
5									
6	0,2	0,21	1433	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$	0,0047	0,030	0,029	0,019	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$
7	0,4	0,42	3500	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$	0,0106	0,068	0,065	0,045	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$
8	0,4	0,42	2650	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$	0,0111	0,069	0,067	0,051	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$
9	1	1,01	11000	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$	0,0261	0,186	0,163	0,089	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$
10	8	8,02	80000	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$	0,2018	1,384	1,318	0,704	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$
11	4	4,09	42400	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$	0,1029	0,714	0,667	0,355	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$
12	3,6	3,61	37550	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$	0,0923	0,644	0,596	0,316	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$
13	0,6	0,60	6000	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$	0,0143	0,101	0,088	0,051	$\begin{pmatrix} 0,997 & 0,248 & -0,093 \\ 0,248 & 1,056 & 0,052 \\ -0,093 & 0,052 & 1,021 \end{pmatrix}$

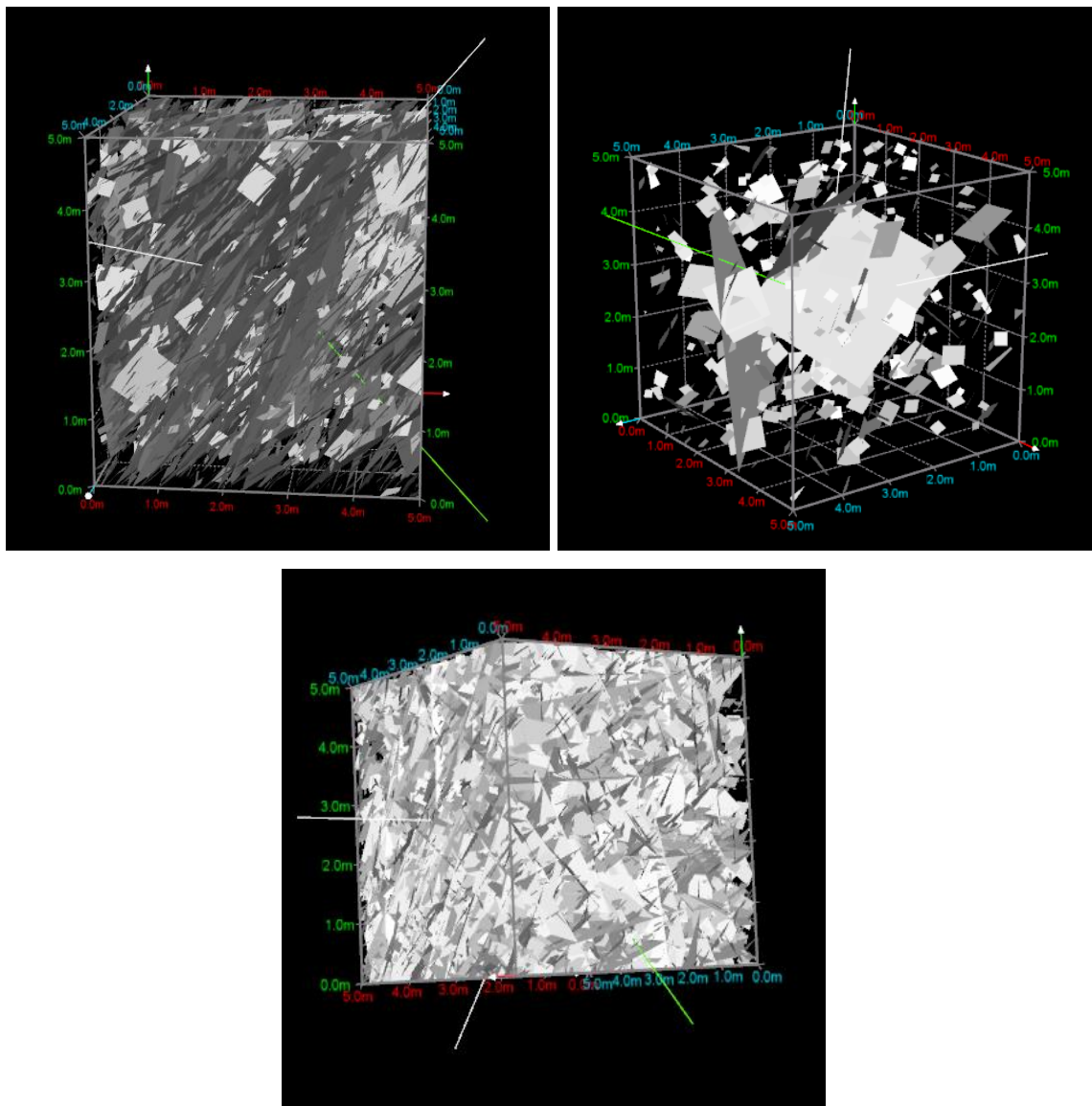


Figura 4.16 - Representação 3D das fraturas simuladas para os blocos ID=1, ID=7 e ID=11 e as direções dos vetores próprios do tensor de permeabilidade com a direção a verde a de menor permeabilidade: a) bloco ID=1 com a representação da família 2; b) bloco ID=7 com a representação da família 1; c) bloco ID=11 com a representação da família 1.

4.3 DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Com os resultados apresentados nos dois exemplos com estatísticas sintéticas pode-se referir que:

Quanto às relações geométricas das fraturas

- 1) Para reproduzir a interação das fraturas com os blocos do reservatório, ou seja, existem sempre fraturas que cruzam parcialmente vários blocos, as fraturas foram simuladas a

partir de centros de gravidade posicionados numa região maior relativamente ao bloco de avaliação. Observou-se que a fração de área das fraturas que está no interior do bloco de avaliação relativamente à área total (36,62% no primeiro exemplo e 36,56% no segundo) segue proporções semelhantes à razão dos volumes, entre o bloco de simulação e o bloco de avaliação (36,44%).

- 2) A relação entre as medidas de intensidade de fraturação P10, P32 e P33 é sempre linear, o que demonstra que estes três índices têm na prática o mesmo significado. Todavia, quando existem várias famílias de fraturas não é possível *a priori* conhecer esta relação, pelo que sabendo uma delas por trabalhos de campo (normalmente o P10) é necessário um processo de modelação inversa para inferir as restantes. Já a relação entre o P32 e o P33 só depende da abertura das fraturas e aqui se os valores forem constantes pode-se inferir a relação entre estes índices por uma simples multiplicação.

Método do tensor ou de Oda

- 1) As componentes k_{xx} , k_{yy} e k_{zz} obtidas são todas linearmente proporcionais à intensidade P32 porque, em primeiro lugar, a abertura de todas as fraturas foi considerada constante e também, à medida que são simuladas novas fraturas, o aumento na permeabilidade resulta da soma das contribuições individuais de cada fratura, que por sua vez dependem da área e da abertura.
- 2) No exemplo da rede de fraturação de orientação aleatória, os resultados de permeabilidade são praticamente isotrópicos, porque não existe nenhuma direção preferencial para esta rede.
- 3) No exemplo da rede de fraturação com duas famílias mais uma terceira, de orientação aleatória, os resultados da permeabilidade são anisotrópicos com a direção preferencial vertical. Isto deve-se à preponderância das fraturas com direções verticais (duas famílias cerca de 80% do total) provocando uma tendência de escoamento favorável para essa direção. Caso tivessem sido simuladas apenas as duas famílias de fraturas verticais a anisotropia tenderia a ser de duas vezes.
- 4) O método do tensor é computacionalmente muito rápido, por exemplo as maiores simulações com 200000 fraturas mais a avaliação da permeabilidade é feita em cerca de quatro segundos.

Método do upscaling de microblocos

- 1) As componentes k_{xx} , k_{yy} e k_{zz} obtidas não são linearmente proporcionais à intensidade ou ao número de fraturas. Quando a intensidade de fraturação é baixa a permeabilidade é também muito mais baixa do que a que seria de esperar por uma relação linear. À medida que o número de fraturas aumenta o crescimento da permeabilidade passa a ter uma relação linear com o número de fraturas. De facto, se existir um baixo índice de fraturação, pode até acontecer que as fraturas não estejam conectadas de face a face e então a permeabilidade é a da matriz. A partir de um determinado índice de fraturação crítico, as fraturas passam a estar conectadas entre si e as novas fraturas aumentam a conectividade, primeiro exponencialmente e depois de forma mais gradual e linear.
- 2) Para algumas intensidades de fraturas os resultados da permeabilidade são difíceis de explicar, principalmente os valores de anisotropia da ordem das 9 vezes e os isotrópicos. Quando a intensidade é muito baixa o sistema resulta isotrópico porque as poucas fraturas simuladas ainda não funcionam em rede, tem pouca continuidade de face a face, e na média harmónica prevalecem os valores da matriz. Com a simulação de novas fraturas, a instalação de uma rede conectada de fraturas não acontece ao mesmo tempo para todas as direcções, ou seja, observa-se o crescimento das curvas de permeabilidade a partir de pontos críticos diferentes por direcção. Como a permeabilidade aumenta mais rapidamente numa direcção do que nas restantes, o resultado é uma anisotropia anómala. À medida que a intensidade de fraturas aumenta ainda mais, o método de upscaling, como considera microblocos isotrópicos, tende para um resultado isotrópico. É fácil de imaginar que se existir um número excessivo de fraturas, por exemplo verticais, todos os microblocos são tocados e o resultado é isotrópico. A solução seria utilizar uma malha mais fina de microblocos ou então utilizar uma permeabilidade anisotrópica à escala do microbloco. Qualquer uma das soluções não compete com a performance computacional do método do tensor pelo que não é viável.
- 3) O método do upscaling de microblocos é computacionalmente muito lento, por exemplo as maiores simulações com 200000 fraturas mais a avaliação da permeabilidade demora mais de 18 minutos.

Com os resultados apresentados no exemplo de **dados reais de FMI de poço** de um reservatório fraturado pode-se referir que:

- 1) Os dados de FMI mostram atitudes de fraturas que necessitam de ser agrupadas estatisticamente em famílias. Com a classificação das famílias, determinam-se, por intervalos regulares de comprimento, os valores de P10 por família. Na simulação das fraturas simularam-se sucessivamente conjuntos de fraturas, com uma lei de potência para o comprimento dos lados, e avaliou-se em cada iteração o P10 por amostragem do modelo. A simulação deve parar quando for atingido um valor muito próximo do obtido com os dados de poço. A amostragem do modelo deve ser feita por linhas com a mesma orientação do poço que tem os dados de FMI. Não é possível de antemão saber o número de fraturas a simular pelo que o processo tem de ser feito por tentativas. Se a simulação tiver em conta a proporção das fraturas pelas várias famílias, o P10 pode ser calibrado globalmente não sendo necessário fazê-lo por família.
- 2) Em reservatórios fraturados, a porosidade é muito baixa e a permeabilidade é muito alta o que condiz com os resultados obtidos. Uma permeabilidade de mais de 1 Darcy é muito elevada, sendo equivalente a algumas areias não consolidadas. Uma porosidade como a obtida não configura qualquer capacidade de armazenamento pelo que o óleo nestes reservatórios ou provém da matriz ou de outras formações produtivas próximas.
- 3) Foram calculados os valores próprios e os respetivos vetores unitários do tensor de permeabilidade. Este cálculo é interessante para orientar novos furos de desenvolvimento, que devem ser orientados para atravessarem as formações fraturadas segundo a direção de menor permeabilidade, ou seja, a que teoricamente intersecta mais fraturas. A figura 4.16 mostra para cada bloco essa direção a cor verde, pelo que devem ser analisados para a região em estudo a direção perpendicular à fraturação que é preponderante. No bloco 1 a imagem é mais esclarecedora, sendo visível a direção preferencial da fraturação e o vetor próprio que está realçado a verde na perpendicular.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho revisitou-se a problemática de avaliação da permeabilidade equivalente de um modelo 3D de fraturas, com especial aplicação a reservatórios de petróleo.

Para o efeito desenvolveu-se e testou-se uma aplicação informática, a que se chamou FROM3D, que faz a simulação 3D de fraturas aproximadas por quadrados e avaliou-se a permeabilidade equivalente pelo muito conhecido método do tensor, ou método de Oda. Para efeitos de comparação, utilizou-se um segundo método que consiste na geração de uma malha de microblocos a que se segue o upscaling das permeabilidades estimadas para os microblocos.

Existem vários programas informáticos para a geração de fraturas a 3D com aproximação a poligonais, nomeadamente quadrados, mas o desenvolvimento desta nova aplicação, o FROM3D, têm a vantagem de se poder testar e comparar situações onde seria mesmo necessário o código informático que não existe publicado.

À partida para este estudo havia a convicção transmitida pela literatura de que o método do tensor seria otimista para sistemas com baixa intensidade de fraturação e eventualmente pessimista para sistemas muito fraturados. Isto porque os resultados do método do tensor são lineares com a intensidade de fraturação.

Conceptualmente, se tivermos um bloco de rocha matriz e colocarmos algumas fraturas, se estas não se conectarem em rede de face a face, a permeabilidade do bloco mantém-se igual à da matriz, mas a intensidade de fraturas já é maior do que zero (figura 5.1-I). À medida que são instaladas mais fraturas, há teoricamente uma intensidade crítica que faz com que se estabeleça uma rede que ligue o bloco de face a face e então a permeabilidade equivalente aumenta. Nesta fase, pequenos aumentos do número de fraturas fazem aumentar muito a permeabilidade, ou seja, nesta fase a relação entre estas variáveis não é linear (figura 5.1-II). A partir de certa altura de intensidade, a permeabilidade volta a crescer proporcionalmente ao número de fraturas (figura 5.1-III). Globalmente, este comportamento não é linear, por isso não é reproduzido pelo método do tensor.

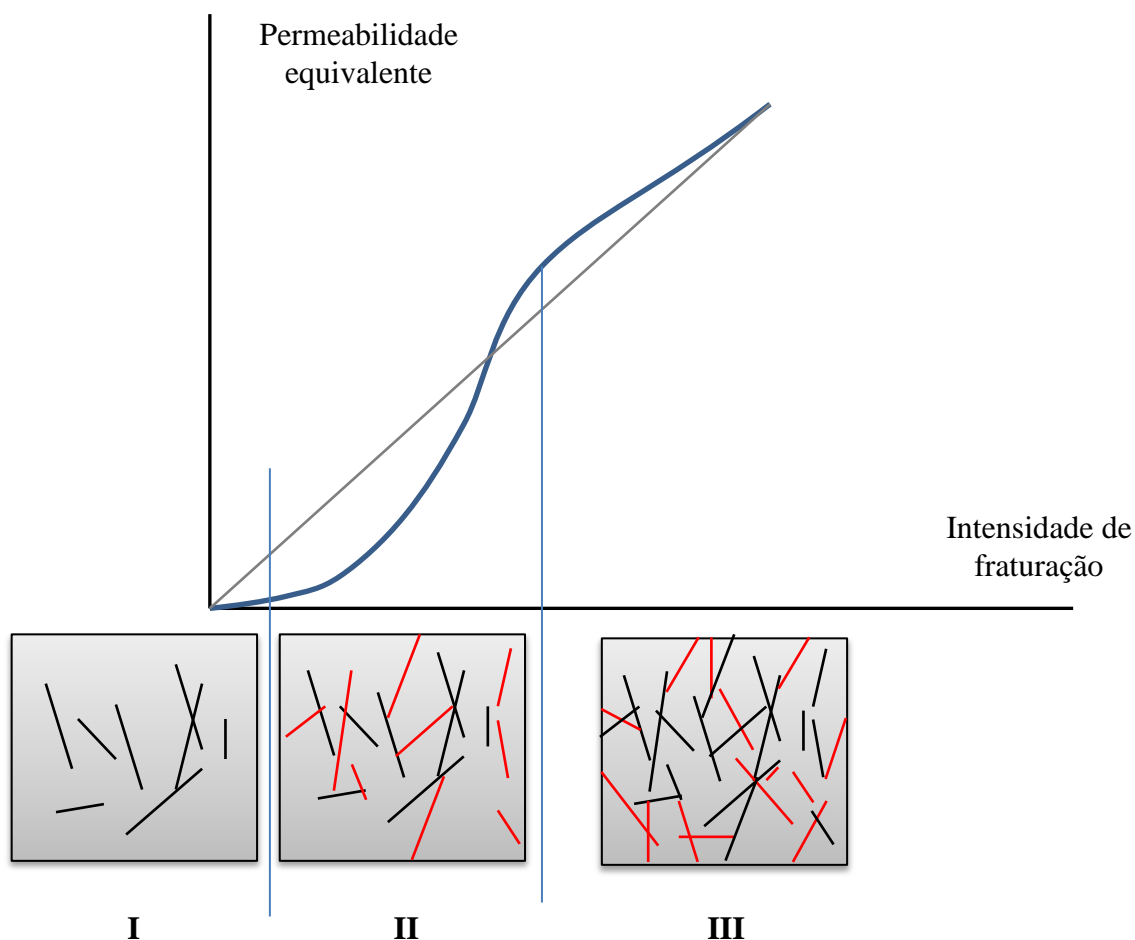


Figura 5.1 – Modelo conceptual da relação entre a intensidade de fraturação e a permeabilidade equivalente.

Nos testes que foram feitos com o método de upscaling, conseguiu-se reproduzir este modelo conceptual de crescimento não linear para baixas intensidades de fraturação. Todavia o método de upscaling mostrou-se pouco eficiente, com tempos de cálculo muito maiores, pelo que atualmente ainda é pouco viável a sua utilização à escala de um reservatório ao contrário do método do tensor.

No método de upscaling, aplicado neste trabalho, considerou-se que a permeabilidade no microbloco era isotrópica o que conduziu a resultados incoerentes para o exemplo onde ocorrem várias famílias de fraturação. Em trabalhos futuros, deve-se ter em conta a orientação local das fraturas nos microblocos, pelo que o valor da permeabilidade deverá ser localmente anisotrópico com três componentes: k_x , k_y e k_z . Estes valores intervêm nas médias

harmônicas e aritméticas conforme a direção onde se está a avaliar o tensor de permeabilidade.

O método do tensor resulta assim como a melhor das opções comparadas, também porque o resultado é o chamado tensor completo (*full tensor*), com as componentes principais e as cruzadas. Sabendo de antemão do não realismo da linearidade entre o número de fraturas e a permeabilidade equivalente obtida pelo método de Oda para baixas intensidades de fraturação, na etapa de *history match* (calibração de um modelo dinâmico com os dados de poço que precede a avaliação da permeabilidade), será recomendável utilizar multiplicadores locais não lineares em função da intensidade de fraturação de forma a corrigir este desvio. Na formulação proposta por Oda (1985) são referidos fatores de conectividade, pelo que a preparação de um teste de calibração para alguns blocos de referência com o método de upscaling como o que é apresentado neste trabalho poderá ser a chave para a determinação caso a caso destes fatores multiplicadores.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ahmed, T., McKinney, P.D. (2005) Advanced Reservoir Engineering. Gulf Professional Publishing, Burlington, MA., 407p.

Almeida, J., Soares, A., Pereira, M., Daltaban, S. (1996) Upscaling of Permeability: Implementation of a Conditional Approach to Improve the Performance in Flow Simulation. SPE paper 35490, Proceedings of the 1st European 3D Reservoir Modelling Conference, Norway.

Almeida, J. (1999) Use of geostatistical models to improve reservoir description and flow simulation in heterogeneous oil fields. Tese de doutoramento, IST-UTL, 163p.

Almeida, J., Lopes, M., Santos, J. (2002) Equivalent permeability derived from a fractured system. Proceedings of the 8th Annual Conference of the IAMG, 137-142.

Almeida, J. A., Vintém C., Luís, A.G., Lopes, M. (2003) Modelação Estocástica da Compartimentação dos Mármore na Unidade de Borba, A Geologia de Engenharia e Recursos Geológicos (II), 309-321.

Almeida, J.A., Barbosa, S. (2008) 3D stochastic simulation of fracture networks conditioned both to field observations and a linear fracture density. Proceedings of the 8th international geostatistics congress, vol 1, 129-136.

Almeida, J.A. (2010) Stochastic simulation methods for characterization of lithoclasses in carbonate reservoirs. Earth Science Reviews, (101) 3-4, 250-270.

Alves, F., Almeida, J.A., Silva, A.P. (2014) Simulation of acoustic impedance images by stochastic inversion of post-stack seismic reflection amplitudes and well data. Journal of Petroleum Science and Engineering 121, 52-65.

Archer, J.S., Wall, C.G. (1986) Petroleum engineering - principles and practice, Ed. Graham & Trotman, Alden Press, Oxford, 362 p.

Aziz, K., Settari, A. (1986) Fundamentals of Reservoir Simulation. Elsevier Applied Science Publishers.

Barbosa, S. (2012) Modelação de atributos hidrogeológicos do maciço envolvente à antiga área mineira da Quinta do Bispo. Tese de Doutoramento, Universidade Nova de Lisboa, 168p.

- Bourne, S.J., Rijkels, A., Stephenson, B.J., Willemse, E.J.M. (2000) Predictive modeling of naturally fractured reservoirs using geomechanics and flow simulation: *GeoArabia*, 6(1), 87-102.
- Brown, S.R., Bruhn, R.L. (1997) Fluid permeability of deformable fracture networks. Sandia Report, 21p.
- Caers, J. (2011) Modeling uncertainty in the Earth Sciences, 1st edn. Wiley–Blackwell, Chichester.
- Chilès, J. P., Guérin, F., Billaux, D. (1992) 3D stochastic simulation of fracture network and flow at Stripa conditioned on observed fractures and calibrated on measured flow rates. In: J.R. Tillerson and W.R. Wawersik, Editors, *Rock Mechanics*, A.A. Balkema, Rotterdam, The Netherlands, 533-542.
- Correia, P. (2009) Caracterização de Sistemas de Fracturas em Reservatórios Petrolíferos. Tese de Mestrado. IST, 85p.
- Coutinho, R.D. (2009) Simulação numérica de ensaios de corte e deslizamento em juntas rochosas. Tese de Mestrado. Universidade do Porto, 109p.
- Da Costa e Silva, A.J., Pereira, H.G., Soares, A., Almeida, J.A., Guterres, A. (1993) A new approach for permeability classes simulation in undersampled oil reservoirs. *Geostatistics TROIA'92*, Ed. Soares, A., Kluwer Pub., 339-350.
- Da Costa e Silva, A.J., Soares, A., Almeida, J., Ramos, L., Carvalho, J. (1997) A multi-step approach for modelling oil reservoir lithologies and petrophysical attributes based on the integration of geostatistics and geology, In E.Y. Baafi and N.A. Schofield, editors, *Geostatistics Wollongong'96*, Kluwer Academic Pub., Dordrecht, 1: 327-338.
- Darcel, C., Davy, P., Bour, O., De Dreuzay, J-R. (2006) Discrete fracture network for the Forsmark site. *Géosciences Rennes*, 94p.
- Dershowitz, W., Point, P.L., Doe, T. (2004) Advances in Discrete Fracture Network Modelling. Proceedings of the US EPA/NGWA Fractured Rock Conference: Golder Associates.
- Esperancinha, S. (2011) SEAL Basin Fractured Basement – Challenging the Exploration Paradigm. Tese de Mestrado. Universidade de Aveiro, 255p.
- Gluyas, J., Swarbrick, R. (1995) *Petroleum Geoscience*: Wiley-Blackwell.

- Goldman, R. (1994) Area of Planar Polygons and Volume of Polyhedra. In Graphics Gems II (James Arvo, Editor).
- Goovaerts, P. (1997) Geostatistics for Natural Resources Evaluation. Oxford University Press, New York, 496p.
- Guerreiro L., Almeida, J., Soares, A. (1998) Permeability Simulation in Poor Sampling Conditions. SPE paper #49451, Proceedings of the 8th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi.
- Guerreiro, L., Silva, A., Alcobia, V., Soares, A. (2000) Integrated Reservoir Characterization of a Fractured Carbonate Reservoir, SPE paper #58995, Proceedings of the 2000 SPE International Petroleum Conference and Exhibition, México.
- Handin, J., Hager, J., Rex, V. (1957) Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: Tests at room temperature on dry samples, AAPG Bulletin 41 (1): 1–50.
- Kuznetsova, A., Almeida, J.A., Legoinha, P. (2014) Stochastic Simulation of the morphology of fluvial sand channel reservoirs. Mathematics of Planet Earth, Lecture Notes in Earth System Sciences, 639-642.
- Lovell, M.A., Williamson, G., Harvey, P.K. (1999) Borehole Images: Application and Case Histories. Geological Society Special Publication n° 159.
- Luís, A.G., Sousa, A.J. (1998) Simulação geoestatística de redes de fracturas. Aplicação à avaliação da blocometria de um jazigo de mármore, Comunicações Instituto Geológico Mineiro, 85: 117-136.
- Marques, E.A.R. (2011) Caracterização de reservatórios petrolíferos: análise comparativa de dois métodos para a caracterização de propriedades de um reservatório petrolífero. Tese de Mestrado. IST, 88p.
- Mazo, E.O.M. (2005) Estratégias de produção em reservatórios naturalmente fraturados. Tese de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, 86p.
- Nelson, R. (1985) Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, EUA.
- Oda, M. (1985) Permeability tensor for discontinuous rock masses, Geotechnique 35(4), 483-495.

Park, Y., Sung, W. (2000) Estimation of effective permeability for a naturally fractured reservoir. *Geosystem Engineering*, 3(1) 35-41.

Quental, P., Almeida, J.A., Simões, M. (2012) Construction of high-resolution stochastic geological models and optimal upscaling to a simplified layer-type hydrogeological model, *Advances in Water Resources*, 39, 18-32.

Silva, B.A. (2005) Análise de estabilidade de taludes ao longo da rota de um duto submarino na Bacia de Campos, RJ. Tese de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro,

Vitel, S. (2007) Méthodes de discrétization et de changement d'échelle pour les reservoirs fractures 3D. Tese de Doutorado, École Nationale Supérieure de Géologie, 180p.

Wang, J., Park, H. (2002) Fluid Permeability of Sedimentary Rocks in a Complete Stress-Strain Process, *Engineering Geology*, 63, 291-300.

Wang, H., Forster, C., Deo, M. (2008) Simulating naturally fractured reservoirs: comparing discrete fracture network models to the upscaled equivalents, *Annual Convention*, San Antonio, Texas.

Warren, J.E., Root, P.J. (1963) The behavior of naturally fractured reservoirs. In Pittsburgh, PA.: Gulf Research & Development CO., 245–255.